L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1990

Rapport annuel

Publié par l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

91-06418/

Des exemplaires du présent rapport sont disponibles à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Approvisionnements et Services Canada 1990
No. de cat. M27-22/1990-2F
ISBN 0-662-96978-2

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources Canada
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

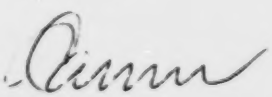
J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1990. Le rapport s'appuie sur des données provenant de 141 sociétés dont les revenus totaux équivalent à 90 % de tous les revenus de l'industrie. Les données reflètent donc fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie canadienne.

En 1990, les ressources d'autofinancement de l'industrie ont augmenté de 10 % pour atteindre 9,9 milliards de dollars et les bénéfices nets se sont accrus de 81 % pour totaliser 2,4 milliards de dollars. Le rendement amélioré du deuxième semestre a complètement renversé les baisses enregistrées par l'industrie pétrolière durant le premier semestre de l'année. Les craintes au niveau de l'offre, dues à l'instabilité dans les pays du Golfe persique, ont fait varier considérablement et fréquemment les prix du pétrole brut qui ont atteint des sommets sans précédent en octobre. Ces prix du pétrole brut plus élevés, bien qu'instables, se sont traduits par une amélioration des bénéfices nets et des ressources d'autofinancement. De plus, le taux de rendement du capital utilisé moyen a augmenté de 3,9 % en 1989 à 5,1 % en 1990. À titre de comparaison, le taux de rendement des autres secteurs non financiers, à l'exception du secteur pétrolier, a atteint 5,8 % en 1990.

Les dépenses en capital globales ont augmenté de 9 % pour atteindre 8,6 milliards de dollars en 1990; une amélioration par rapport à la hausse de 2 % enregistrée durant le premier semestre. Ceci est en partie attribuable à une augmentation des sommes déboursées pour le projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. En 1990, les sociétés pétrolières ont réinvesti 86 % de leurs ressources d'autofinancement, soit le même pourcentage qu'en 1989.

Veuillez agréer, Monsieur le ministre, l'assurance de ma haute considération.

Le président,



Pierre Camu

Le 8 juillet 1991

Nouveautés et particularités

L'Examen de l'activité contient quelques nouveaux renseignements et, comme par le passé, il doit être lu avec certaines réserves en tenant compte des informations fournies sous la rubrique "particularités".

Nouveautés

- Pour donner une perspective chronologique, des graphiques renfermant des données sur dix ans ont été intégrés à chaque chapitre du rapport.

- L'annexe E présente une analyse des variations de la rentabilité du secteur amont de l'industrie.

Particularités

- En 1988, un certain nombre de sociétés ont transféré des actifs à des entités nouvellement créées (comme des partenariats) pour pouvoir rationaliser leurs opérations et s'adapter aux changements dans le régime fiscal. Ces sociétés ont choisi, à des fins fiscales, plus d'une fin d'excercice. Les fins d'exercice des nouvelles entités ayant été prolongées jusqu'en 1989, leurs résultats, aux fins fiscales, ont été déclarés en 1989. Cette situation a également touché la déclaration, à des fins comptables, de l'impôt sur le revenu courant et reporté. Les résultats pour 1989 comprenaient une hausse de l'impôt reporté et une baisse de l'impôt courant. La situation s'est inversée en 1990, alors que l'impôt courant était très élevé et accompagné de baisses correspondantes de l'impôt reporté.

- En raison de changements dans le contexte de ses activités d'exploration et de commerce, la société Panarctic Oil Ltd. a adopté, à compter du 1er janvier 1989, la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. Auparavant, les activités de la société n'étaient qu'à l'étape d'exploration et tous les coûts, moins les recouvrements découlant de contrats d'exploration et les revenus provenant de la vente de pétrole brut, étaient capitalisés.

Suite à ce changement, la société a révisé la valeur de ses gisements pétroliers et gaziers improductifs. Cette révision a résulté en une provision d'insuffisance de 262 millions de dollars imputée aux bénéfices de 1989.

• Un certain nombre de transactions importantes sont survenues dans l'industrie pétrolière en 1990. Voici quelques-unes des plus remarquables :

— Canterra Energy Ltd. a vendu à Silver Ridge Resources Inc. des actifs de la région de Provost.
— Nova Corporation de l'Alberta a regroupé deux de ses filiales (Polysar Limited et Polysar Holdings Limited) pour former NOVA Petrochemicals Inc.
— Mark Resources Inc. a fusionné avec une de ses filiales, 413454 Alberta Inc. (anciennement Domtar Energy Inc.).
— Trical Resources Inc. et Voyager Energy Inc. ont fusionné.
— Wellore Energy Inc. et 167428 Canada Inc. ont fusionné pour former Cabre 1990 Ltd.
— Home Oil Company Limited a acheté 23 % des intérêts que détenait Esso Resources Canada Ltd. dans Leismer East Gas Unit no. 1.
— Bonanza Oil & Gas a acheté les actifs de SOPOC Petroleum Ltd. Les deux sociétés étaient des filiales de Poco Petroleums Ltd.
— Conwest Exploration Company Limited a acheté des intérêts minoritaires dans Minerals Resources International Limited et dans Barons Oil Limited.
— Encor Inc. a acheté des gisements de pétrole et de gaz de Mobil Oil Canada, Ltd.
— Ressources Gulf Canada Limitée a acheté la part de 22,8 % de Interhome Energy Inc. qui appartenait à Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.
— Saskatchewan Oil and Gas Corporation a acheté des actifs pétroliers et gaziers appartenant à Ressources Gulf Canada Limitée.
— Intensity Resources Ltd. s'est portée acquéreur de Black Gold Oil & Gas Ltd.
— Esso Resources Canada Ltd. s'est départie de certains actifs. Parmi les acheteurs, il y avait CS Resources Ltd., OMV (Canada) Ltd., Poco Petroleums Ltd. et Chevron Canada Resources Limited.
— Shell Canada Limitée a acheté certains actifs de la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
— Poco Petroleums Ltd. et Opinac Exploration Limited se sont échangé divers gisements de pétrole et de gaz dont elles avaient fait l'acquisition conjointe en 1989.
— British Gas PLC s'est portée acquéreur de Telesis Oil and Gas, une filiale de Consumers' Gas Co. Ltd.
— North Canadian Oils Limited a fusionné avec Bankeno Resources Limited.
— Superior Propane (une filiale de Ressources Énergétiques Norcen Limitée) a acheté la société américaine Skelgas Group.
— Total Petroleum (North America) Ltd. s'est portée acquéreur de la quasi totalité des actifs de Amoco Canada Petroleum Co. et de Amoco Canada Resources Ltd. dans la région de Josephine en Alberta.
— DeKalb Energy Canada Ltd., la filiale canadienne de DeKalb Petroleum Corporation, a échangé des gisements de pétrole et de gaz de l'Alberta avec Shell Canada Limitée.
— Placer Dome Inc. a vendu tous les actifs pétroliers et gaziers détenus par Placer CEGO Petroleum Holdings Ltd. à Opus Acquisition Corp.
— Conoco Canada Limited a acheté tous les intérêts de Petro-Canada Inc. dans les gisements de Peco, Edson et Minehead.
— Poco Petroleums Ltd. a acheté les intérêts de la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée. et de Encor Inc. dans la région du sud du lac Sturgeon en Alberta.
— Spur Oil Ltd. a fusionné avec Murphy Oil Company Ltd.
— BP Canada Inc. a vendu à Star Oil and Gas Ltd. ses intérêts dans près de 400 gisements de pétrole et de gaz du Canada.
— Compagnie Pétrolière Impériale Limitée a vendu des propriétés à Texaco Canada Petroleum Limited et à Mission Energy Company.
— Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd. a changé sa raison sociale; elle est devenue Amerada Hess Canada Ltd.
— Numac Oil & Gas Ltd. a fusionné avec Giant Reef Petroleum Limited.
— American Eagle Petroleum Ltd. s'est portée acquéreur de Esprit Resources Ltd.; a fusionné avec Oracle Resources Ltd.; et, a vendu des actifs à un acheteur non identifié.
— Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée. a vendu ses gisements de pétrole et de gaz de Twining à Claude Resources Inc. et à Beau Canada Exploration Ltd., et certains actifs à Aberdeen Petroleums Limited, à Shell Canada Limitée et à Poco Petroleums Ltd.

— Bowtex Energy Ltd. et Strand Oil & Gas Ltd. ont fusionné pour devenir Bowtex Energy (Canada) Corp.
— Ranchmen's Resources Ltd. s'est portée acquéreur de la quasi totalité des actifs pétroliers et gaziers de Bralorne Resources Limited.
— Turbo Resources Limited a changé sa raison sociale pour devenir Canadian Turbo Inc.
— Un groupe dirigé par Ranger Oil Ltd. et Czar Resources Ltd. a acheté des propriétés de Chevron Canada Resources Limited.
— Paragon Petroleum Limited, PPC Oil & Gas Corp. et Alterio Resources Limited ont fusionné pour devenir Paragon Petroleum Corporation.
— Denison Mines Limited s'est départie de ses actifs pétroliers et gaziers.
— LASMO Canada Inc. a acheté les intérêts de 16,2 % de Esso Resources Canada Ltd. dans Nipisi Gilwood Unit no. 1.
— North Canadian Oils Limited s'est portée acquéreur de Coseka Resources Limited.
— Novalta Resources Ltd. et Alberta Gas Chemicals ont fusionné.
— Ultramar Canada Inc. a acheté des actifs du secteur aval de Texaco en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et à l'Ile-du-Prince-Édouard.

• L'annexe A1, intitulée "Revue de l'année", récapitule les faits saillants.

• De nombreuses statistiques figurant dans le corps du texte ont été arrondies pour en faciliter la lecture. Cependant, les changements de pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres précis présentés à l'annexe B.

• Bien que 162 sociétés aient présenté leur rapport à l'ASSP (voir l'annexe E), le présent rapport n'est basé que sur 141 d'entre elles. Vingt et une petites sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

Table des matières

	Page
Résumé des faits saillants	11
1. Rendement financier	15
Activité globale: bénéfices nets et ressources d'autofinancement	15
Secteur amont	22
Secteur aval	25
Autres activités au Canada	27
Activités à l'étranger	27
2. Sources et affectations de fonds	29
Vue d'ensemble	29
Sources et affectations de fonds (brutes)	30
Ressources d'autofinancement	31
Dépenses en capital	32
Taux de réinvestissement	34
Paiements de dividendes	35
3. Comparaison du rendement: Industrie pétrolière et autres industries	37
Comparaison des bénéfices nets	37
Dépenses en capital	39
4. Tendances en matière de participation et de contrôle	41
5. Activités de recherche et de développement: 1989 et 1990	43
Dépenses de R–D internes	43
Dépenses de R–D externes	44

Tableaux et graphiques

Page

Tableaux

1. Aperçu de l'activité globale 15
2. Bénéfices nets par secteur et par segment 16
3. Taux de rendement par secteur et par segment 17
4. Bénéfices nets par groupe de sociétés 21
5. Rendement financier des activités amont 23
6. Rendement financier et marges bénéficiaires: produits pétroliers 25
7. Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur 27
8. Sources et affectations de fonds (nettes) 29
9. Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds 30
10. Ressources d'autofinancement par secteur et par segment 31
11. Dépenses en capital 32
12. Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 37
13. Comparaison des dépenses en capital: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 39
14. Participation et contrôle par pays et par secteur 42
15. Sources des fonds affectés à la R–D interne 43
16. Dépenses de R–D externes au Canada et à l'étranger 44

Graphiques

1. Taux de rendement: industrie pétrolière 17
2. Taux de rendement du capital utilisé: secteurs amont et aval 18
3. Taux d'intérêt: taux préférentiels canadien et américain et taux Libor 19
4. Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts 19
5. Comparaison de la dette à long terme et de l'avoir propre 20
6. Prix du pétrole brut: West Texas Intermediate (WTI) 22
7. Production et prix du pétrole et du gaz naturel de 1981 à 1990 22
8. Taux de change: le dollar canadien par rapport au dollar américain 23
9. Données sur les bénéfices du secteur amont de 1981 à 1990 24
10. Produits pétroliers: marges bénéficiaires brutes 26
11. Taxes fédérales de vente et d'accise sur l'essence ordinaire sans plomb 27
12. Dépenses du secteur amont au Canada 33
13. Dépenses d'exploration par emplacement 33
14. Taux de réinvestissement 34
15. Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets 35
16. Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 37
17. Taux de rendement du capital utilisé: industrie pétrolière par rapport aux autres industries non financières 38
18. Participation et contrôle canadiens, recettes du secteur amont 41
19. Participation et contrôle canadiens, recettes des secteurs amont et aval 42
20. Dépenses de R–D internes par secteur d'activité 43
21. Dépenses de R–D internes par secteur d'activité de 1981 à 1990 44

Annexes

	Page
Annexe A. Données supplémentaires	
A1. Revue de l'année	47
A2. Résumé de l'offre et de la demande de pétrole	48
A3. Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel	48
A4. Prix du gaz naturel canadien	49
A5. Prix du pétrole brut canadien	50
A6. Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région	51
A7. Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton	51
A8. Coût d'acquisition et prix des produits au Canada	52
A9. Moyenne des prix nets de certains produits pétroliers importants par catégorie commerciale et par région	53
A10. Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	54
A11. Volumes des ventes de produits pétroliers : raffineurs et distributeurs	54
A12. Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	55
A13. Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	55
A14. Taux de rendement : industries non financières excluant le pétrole	56
A15. Taux de réinvestissement	56
A16. Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	57
A17. Puits achevés et mètres de forage au Canada	57
A18. Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts en 1990	58
A19. Paiements de dividendes	58
A20. État des revenus et dépenses de 1981 à 1990	59
A21. Prix moyen au détail de l'essence au Canada	59
A22. Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	60
A23. Dépenses de recherche et de développement internes	
Annexe B. Ensemble des résultats de l'Examen	
B1. État des revenus et dépenses – Ensemble de l'industrie	61
B2. État des revenus et dépenses – Sociétés intégrées et raffineurs	62
B3. État des revenus et dépenses – Petits producteurs de pétrole et gaz	63
B4. État des revenus et dépenses – Grands producteurs de pétrole et gaz	64
B5. État des revenus et dépenses – Total des producteurs de pétrcle et gaz	65
B6. État des revenus et dépenses – Sociétés sous contrôle canadien	66
B7. État des revenus et dépenses – Sociétés sous contrôle étranger	67
B8. Rendement financier par principaux secteurs d'activité – Activité amont	68
B9. Rendement financier par principaux secteurs d'activité – Activité aval	70
B10. Sources et affectations de fonds	71
B11. Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement	72
B12. Dépenses en capital, par activité	73
B13. Bilan	74
B14. Capital utilisé par segment et par secteur d'activité	75
B15. Volume et valeur de la production	76
B16. Frais d'exploitation en amont et redevances	77
B17. États des revenus et des dépenses de 1981 à 1990	78
B18. Sources et affectations des fonds de 1981 à 1990	80
Annexe C. Glossaire	81
Annexe D. Mandat de l'ASSP	85
Annexe E. Variations de la rentabilité dans le secteur amont	89
Annexe F. Entreprises énergétiques déclarantes	93

Résumé des faits saillants

Contexte économique

En 1990, le produit intérieur brut (P.I.B.) réel du Canada a atteint 570 milliards de dollars (dollars de 1986), ce qui correspond à un taux annuel moyen de croissance de 0,9 %. La formation de capitaux fixes des entreprises a diminué de 3,6 % pour s'établir à 110 milliards de dollars. Les dépenses personnelles réelles en biens et services de consommation ont atteint 341 milliards de dollars en 1990, soit une augmentation de 1,3 %. Les dépenses des gouvernements ont augmenté de 8 % pour s'établir à 15 milliards de dollars, alors que les dépenses publiques courantes n'ont augmenté que de 3,9 % pour atteindre 111 milliards de dollars. Les importations ont augmenté de 0,3 % et les exportations se sont accrues de 3,5 % par rapport à 1989. En 1990, l'industrie pétrolière représentait 10,6 % du produit intérieur brut réel du Canada, comparativement à 10,1 % en 1989.

L'inflation, d'après l'indice des prix à la consommation, a augmenté pour s'établir à un taux annuel de 4,8 % au cours de la période à l'étude, comparativement à 5,0 % en 1989. Le taux de chômage est passé de 7,5 % à 8,1 % en 1990 et le nombre des personnes employées est passé de 12,5 millions à 12,6 millions. Cette augmentation n'a pas suffit à absorber les nouvelles entrées sur le marché du travail.

Rendement financier de l'industrie pétrolière

L'activité globale

- *Par rapport à 1989, les bénéfices nets de toutes les activités ont augmenté de 81 % (1,1 milliard de dollars) pour s'établir à 2,4 milliards de dollars en 1990.* Une hausse des recettes globales, une baisse des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu reporté ont plus que compensé la hausse du coût des matières premières et de l'impôt sur le revenu courant.

- Les bénéfices nets totaux des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 61 % en 1990 pour s'établir à 1,4 milliard de dollars, en raison de la hausse des bénéfices nets de l'activité amont, tandis que les bénéfices nets des "Autres activités au Canada" et à l'étranger ont diminué. Les bénéfices nets des activités en aval n'ont que légèrement augmenté. Ceux des entreprises sous contrôle canadien ont plus que doublé pour atteindre 1,1 milliard de dollars à cause des hausses de l'activité amont et des activités à l'étranger qui ont plus qu'annulé la baisse des bénéfices nets de l'activité aval et des "Autres activités au Canada".

- Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires, pour l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole, a été de 6,1 % en 1990, contre 3,3 % en 1989. Le taux de rendement moyen pour la période de cinq ans prenant fin en 1990 a atteint 3,2 %, soit une chute par rapport à une moyenne de 3,7 % en 1989. Le rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole, qui était de 3,9 % en 1989, est passé à 5,1 % en 1990.

L'activité amont

- Les recettes de l'activité amont ont augmenté de 17 % en 1990 pour totaliser 20,6 milliards de dollars. L'effet de la production à la baisse de pétrole brut a été plus qu'annulé par un prix plus élevé du pétrole brut. En outre, les recettes ont augmenté à cause d'une hausse de la production de gaz naturel commercialisable et des prix légèrement plus élevés. Les bénéfices nets de l'activité amont ont quasiment triplé pour s'établir à 1,8 milliard de dollars en 1990. Cette augmentation était attribuable à la hausse des prix du pétrole brut, à la diminution des frais d'intérêt et aux augmentations assez limitées des frais d'exploitation et des frais non monétaires. Le taux de rendement du capital utilisé moyen est passé de 3 % en 1989 à 4,8 % en 1990. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 24 % pour se situer à 8,1 milliards de dollars.

L'activité aval

- Les recettes totales des ventes de l'activité aval ont augmenté de 15 % pour s'établir à 32,4 milliards de dollars à cause du transfert aux consommateurs de l'augmentation de 19 % du coût des marchandises vendues (qui comprennent aussi l'entretien des raffineries et les frais d'exploitation). Les bénéfices nets ont augmenté de 1 % pour s'établir à 930 millions de dollars en 1990 contre 925 millions de dollars en 1989, alors que le secteur plus fort des produits pétroliers a à peine compensé le secteur plus faible de la pétrochimie.

Les bénéfices nets du secteur des produits pétroliers ont augmenté de 11 % pour atteindre 655 millions de dollars en 1990, faisant passer à 6,2 % le rendement du capital utilisé qui était de 5,8 % en 1989. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 8 % pour s'établir à 1,4 milliard de dollars en 1990.

Sources et affectations de fonds

Ressources d'autofinancement

- Les ressources d'autofinancement de l'ensemble des activités ont augmenté de 10 % pour se situer à 9,9 milliards de dollars en 1990, alors que l'augmentation des recettes et la diminution des frais d'intérêt ont plus qu'annulé l'augmentation du coût des matières premières, des frais d'exploitation et de l'impôt sur le revenu courant. Les ressources d'autofinancement ont augmenté dans les secteurs de l'activité amont et des activités à l'étranger, mais ont diminué pour les "Autres activités au Canada". Les ressources d'autofinancement de l'activité aval sont restées les mêmes qu'en 1989.

Sources externes nettes

- Le montant provenant de sources externes nettes, qui était de 5,6 milliards de dollars en 1989, s'est élevé à 155 millions de dollars en 1990. La nouvelle dette à long terme a été de 525 millions de dollars inférieure à la valeur des remboursements contre une dette à long terme nette de 3,3 milliards de dollars en 1989. Le nouvel avoir propre, net des rachats, a été de 680 millions de dollars, par rapport à 2,2 milliards de dollars en 1989.

Affectations discrétionnaires

- En 1990, les dépenses en capital nettes de l'industrie ont augmenté de 11 % pour atteindre 8,6 milliards de dollars. Les paiements de dividendes ont augmenté de 22 % pour passer de 1,4 milliard de dollars à 1,7 milliard de dollars. En 1990, la vente d'actifs pour réduire la dette à long terme apparaît dans la valeur plus élevée enregistrée au poste "Toutes autres sources" par rapport au poste "Toutes autres affectations". En 1989, la valeur supérieure de "Toutes autres affectations" venait de l'achat d'actifs et de prises de contrôle. Le fonds de roulement, qui avait enregistré une diminution nette de 55 millions de dollars en 1989, a connu une augmentation nette de 560 millions de dollars en 1990.

Dépenses en capital

- En 1990, le total des dépenses en capital a augmenté de 9 % pour se chiffrer à 8,6 milliards de dollars, les dépenses intérieures enregistrant une augmentation de 8 % pour atteindre 8 milliards de dollars et les dépenses à l'étranger, une hausse de 22 % pour se situer à 655 millions de dollars. Les dépenses en amont, qui représentent 74 % du total, ont augmenté de 13 % pour s'établir à 6,4 milliards de dollars en 1990.

- Les dépenses d'exploration au Canada ont connu une hausse de 4 % en 1990 pour s'établir à 2,6 milliards de dollars, les dépenses enregistrant une augmentation de 14 % dans les provinces et une diminution de 50 % sur les Terres du Canada. Les dépenses sur les Terres du Canada représentaient 8 % du total, contre 16 % en 1989. Les dépenses réalisées par les sociétés sous contrôle étranger ont été de 7 % moindres en 1990 qu'en 1989, alors que les dépenses des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 15 %.

- Les dépenses en aval, qui ont diminué de 12 % par rapport à 1989, se chiffraient à 1,1 milliard de dollars en 1990. La diminution des dépenses au titre des raffineries et des points de vente a plus que compensé l'augmentation des dépenses dans les usines pétrochimiques.

Taux de réinvestissement

- Les dépenses nettes en capital ont absorbé 86 % des ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière en 1990, soit le même pourcentage qu'en 1989. Les dépenses en capital du secteur amont ont représenté 78 % des ressources d'autofinancement, soit une diminution de 6 % par rapport à 1989.

Dividendes

- Les paiements de dividendes ont augmenté de 22 % en 1990 pour s'établir à 1,7 milliard de dollars. Les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 16 % pour se chiffrer à 640 millions de dollars, ce qui donne un taux de paiement de dividendes de 61 %. Les paiements de dividendes des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 27 % pour s'établir à un milliard de dollars, soit un taux de paiement de 75 %.

Rendement comparatif : industrie du pétrole et autres industries

Bénéfices nets

- Selon les données de Statistique Canada, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie du pétrole au Canada, à l'exclusion des bénéfices des sociétés d'État, ont augmenté de 23 % en 1990, se chiffrant à 2,7 milliards de dollars, alors que l'ensemble des autres industries non financières a accusé une diminution de 54 % pour atteindre 14,5 milliards de dollars. Les bénéfices nets de l'industrie du pétrole pour 1990 représentaient 16 % des bénéfices nets de l'ensemble des industries non financières.

Dépenses en capital

- Les dépenses en capital de l'industrie du pétrole au Canada ont augmenté de 5 % en 1990 par rapport à 1989. Les dépenses en capital des industries non financières, à l'exclusion de l'industrie du pétrole, ont augmenté de 2 %, de sorte que les dépenses de l'industrie du pétrole représentaient 15 % des dépenses en capital de l'ensemble des industries non financières, contre 14 % en 1989.

Tendances en matière de participation et de contrôle

En se fiant aux recettes de l'activité amont, la participation canadienne est passée de 43,4 % en 1989 à 44 % en 1990, et le contrôle canadien, de 39 % à 40,9 %. Ces écarts sont essentiellement attribuables à l'achat de biens de production, en 1989 et en 1990, par des sociétés sous contrôle canadien. La part canadienne de la somme des recettes tirées de l'activité amont et de l'activité aval est passée à 45,7 % en 1990 (soit une augmentation de 0,8 %), tandis que le contrôle canadien est passé à 38,1 % (soit une augmentation de 2 %).

Activités de recherche et de développement

Les dépenses de R-D internes ont diminué de 1 % pour s'établir à 186 millions de dollars en 1990. Les recherches contractuelles effectuées par d'autres représentaient 124 millions de dollars, soit une augmentation de 19 % par rapport à 1989.

1

Rendement financier

Activité globale : bénéfices nets et ressources d'autofinancement

En 1990, les recettes de l'industrie du pétrole se sont accrues de 15 %, par rapport à 1989, pour s'établir à 58,4 milliards de dollars. Les recettes de l'activité amont ont augmenté de 17 % en raison de l'augmentation des prix du pétrole brut enregistrée durant les cinq derniers mois de 1990. Les recettes du secteur aval se sont accrues de 15 %, puisque le coût plus élevé des matières premières a été passé aux consommateurs.

Les bénéfices nets tirés de l'activité globale ont augmenté de 81 % (1,1 milliard de dollars) en 1990, par rapport à 1989, pour se fixer à 2,4 milliards de dollars. Passant à 1,8 milliard de dollars en 1990, les profits de l'activité amont ont presque triplé en raison de l'augmentation des prix du pétrole brut ainsi que d'une perte extraordinaire en 1989, résultant d'une provision d'insuffisance relative à des gisements de pétrole et de gaz improductifs imputée aux bénéfices. Les bénéfices de l'activité aval ont augmenté de 1 % (5 millions de dollars), pour s'établir à 930 millions de dollars. Cette hausse a suivi la hausse de 11 % (65 millions de dollars) des bénéfices nets du secteur des produits pétroliers qui a plus que compensé la baisse de 17 % (60 millions de dollars) des bénéfices nets du secteur pétrochimique par rapport à 1989 (annexe B9). Les bénéfices nets des "Autres activités au Canada" sont passés d'une perte de 340 millions de dollars en 1989 à une perte de 415 millions de dollars en 1990. Cette situation est en bonne partie attribuable à une baisse des recettes totales, à des frais liés à la réduction d'effectifs et à des sommes radiées. Les bénéfices des activités à l'étranger ont augmenté de 59 % (55 millions de dollars) en 1990 par rapport à 1989, pour s'établir à 145 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement de l'ensemble des activités ont augmenté de 925 millions de dollars (10 %), pour se fixer à 9,9 milliards de dollars. La hausse des recettes globales et la diminution des frais d'intérêt (de 3 %) ont plus qu'annulé l'augmentation du coût des matières premières (de 20 %), des frais d'exploitation (de 9 %) et de l'impôt courant (de 134 %) en 1990. Bien qu'une partie de l'augmentation de l'impôt courant était attribuable au report de l'impôt exigible de 1989 à 1990 en raison d'une restructuration de sociétés, la majeure partie était due à une augmentation des bénéfices nets causée par la hausse des prix du pétrole brut.

Tableau 1.
Aperçu de l'activité globale en milliards de dollars[a]

	1989	1990	Variation	%
Recettes totales	**50,7**	**58,4**	**7,7**	**15**
moins:				
Frais d'exploitation	11,9	13,0	1,1	9
Frais d'intérêt	2,5	2,5	–	– 3
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	7,7	8,8	1,1	14
Autres dépenses de trésorerie	18,9	22,6	3,7	20
Impôts sur le revenu				
fédéral[b]	0,7	1,3	0,6	89
provinciaux	–	0,3	0,3	–
Ressources d'autofinancement	**9,0**	**9,9**	**0,9**	**10**
moins:				
Réduction de la valeur de l'actif[c]	6,9	7,2	0,3	5
Impôts reportés	0,5	0,3	– 0,2	– 50
Bénéfices nets avant éléments inhabituels	1,6	2,4	0,8	52
Postes extraordinaires	– 0,3	–	0,3	–
Bénéfices nets	**1,3**	**2,4**	**1,1**	**81**

Nota:
(a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir l'annexe B1.
(b) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.
(c) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" comprend les frais non monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées aux activités courantes.

Bénéfices nets par segment

En 1990, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont augmenté de 81 % (1,1 milliard de dollars), par rapport à 1989, pour s'établir à 2,4 milliards de dollars. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont plus que doublé pour s'établir à 1,1 milliard de dollars, et ceux des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 61 % (520 millions de dollars) pour se fixer à 1,4 milliard de dollars. Toutefois, avant les postes extraordinaires, les bénéfices nets des deux segments ont augmenté de près de 50 %.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une hausse des bénéfices nets pour l'activité amont et pour les activités à l'étranger. Cette dernière s'est avérée supérieure à la diminution des bénéfices nets pour l'activité aval et pour les "Autres activités au Canada". L'augmentation de 19 % des recettes globales, combinée à des augmentations plus petites des frais d'exploitation, des frais d'intérêt et des frais non monétaires, a contrebalancé l'augmentation du coût des matières premières (le coût des marchandises vendues) et des impôts courants et reportés. En outre, une perte extraordinaire de 220 millions de dollars en 1989 provenant en grande partie de la réduction de la valeur de l'actif des gisements de pétrole et de gaz ne s'est pas répétée en 1990. En conséquence, les bénéfices nets ont plus que doublé en 1990 pour s'établir à 1,1 milliard de dollars. Les ressources d'autofinancement pour ce segment ont augmenté de 16 % en 1990, par rapport à 1989, pour se fixer à 4,3 milliards de dollars (annexe B6).

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 61 % en 1990. On a enregistré une hausse des bénéfices nets pour les secteurs aval et amont, mais une baisse pour les "Autres activités au Canada" et pour les activités à l'étranger. L'effet de l'augmentation de 13 % des recettes totales et de la baisse de frais d'intérêt et de l'impôt reporté a annulé l'augmentation du coût des marchandises vendues, des frais d'exploitation et de l'impôt courant. Une partie de l'augmentation de l'impôt courant, combinée à une diminution de l'impôt reporté, était due au report de l'impôt exigible de 1989 à 1990 en raison d'une restructuration de sociétés. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 6 % de 1989 à 1990, pour se fixer à 5,6 milliards de dollars (annexe B7).

Tableau 2.
Bénéfices nets par secteur et par segment en milliards de dollars

	1989	1990	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	0,3	0,8	0,5	194
Aval	0,3	0,3	–	– 2
Autres[a]	– 0,1	–	0,1	–
Total des sociétés sous contrôle canadien	**0,5**	**1,1**	**0,6**	**117**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	0,4	1,0	0,6	148
Aval	0,6	0,6	–	2
Autres[a]	– 0,2	– 0,2	–	–
Total des sociétés sous contrôle étranger	**0,8**	**1,4**	**0,6**	**61**
Total de l'industrie	**1,3**	**2,4**	**1,1**	**81**

Nota:
(a) Comprend les bénéfices nets des activités à l'étranger et des "Autres activités au Canada". Pour plus de détails, voir les annexes A12, B6 et B7.

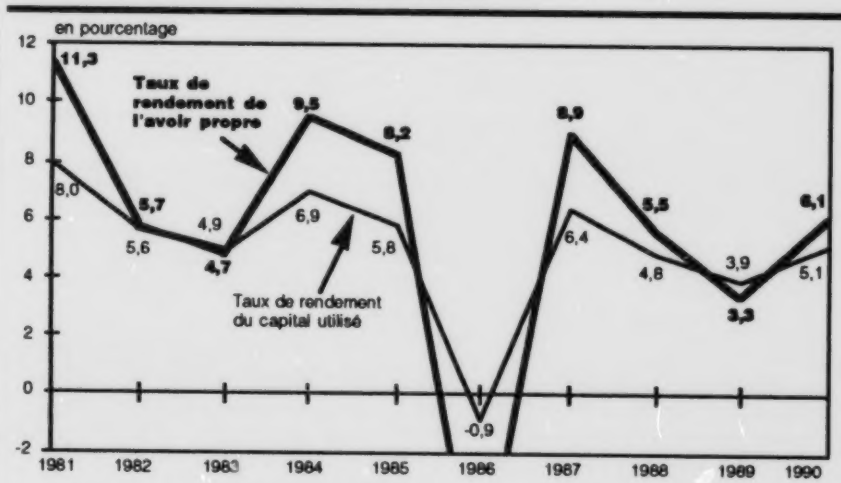
Taux de rendement

Rendement de l'avoir propre

Le taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole a été de 6,1 % en 1990, comparativement à 3,3 % en 1989. L'augmentation des prix du pétrole brut durant les cinq derniers mois de 1990 et la diminution des frais d'intérêt étaient les grands responsables de la hausse de rentabilité. Le taux de rendement a été de 5,6 % pour les sociétés sous contrôle canadien et de 6,5 % pour les sociétés sous contrôle étranger. Le taux moyen de rendement de l'avoir propre des actionnaires pour la période de cinq ans prenant fin en 1990 est descendu à 3,2 %, par rapport à 3,7 % pour la période se terminant en 1989 (annexe A13).

Si l'on examine la période de dix ans, les taux de rendement moyens de l'avoir propre et du capital utilisé sont de 5,6 % et 5 % respectivement. Les deux taux étaient considérablement plus élevés au cours de la première moitié de la décennie qu'au cours de la seconde, puisque cette dernière avait fortement été touchée par une importante crise en 1986.

Graphique 1.
Taux de rendement: industrie pétrolière



Le taux de rendement de l'avoir propre descend jusqu'à -7,5 en 1986.

Tableau 3.
Taux de rendement par secteur et par segment en pourcentage

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1989	1990	1989	1990	1989	1990
Rendement de l'avoir propre						
Activité globale	2,5	5,6	4,0	6,5	3,3	6,1
Rendement du capital utilisé						
Activité globale	3,6	5,4	4,2	4,8	3,9	5,1
Activités au Canada	3,8	5,5	4,0	4,8	3,9	5,1
Activités amont	2,9	5,3	3,2	4,4	3,0	4,8
Activités aval[a]	4,6	5,0	6,6	6,8	5,8	6,2

Nota:
(a) Dans ce tableau, les activités aval ne désignent que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'elles excluent les activités liées aux produits pétrochimiques et les autres activités aval.

Rendement du capital utilisé

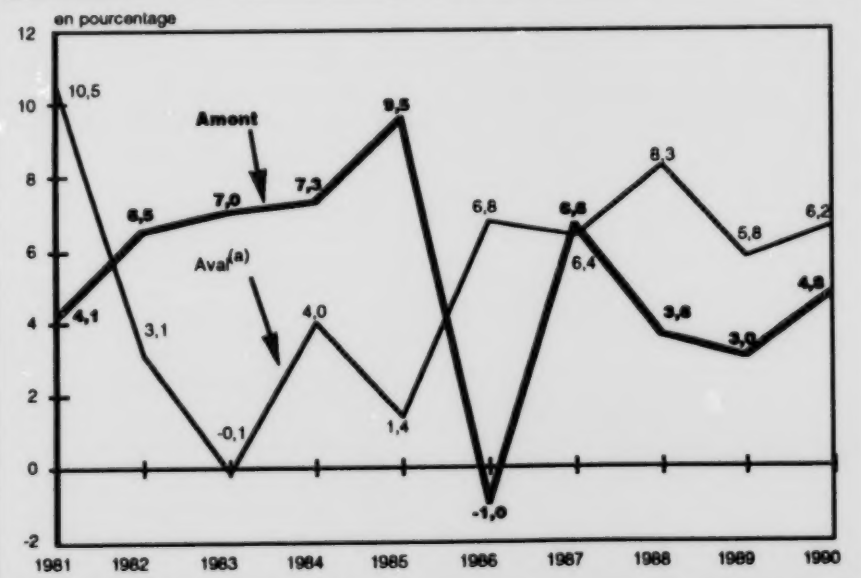
Le rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole est passé de 3,9 % en 1989 à 5,1 % en 1990. Le taux moyen du rendement du capital utilisé a été de 3,9 % durant la période de cinq ans prenant fin en 1990, comparativement à 4 % pour la période se terminant en 1989. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont est passé de 3 % en 1989 à 4,8 % en 1990, et celui du capital utilisé dans le secteur aval est passé de 5,8 % en 1989 à 6,2 % en 1990.

Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 4,8 % sur le capital utilisé dans l'ensemble de leurs activités en 1990, soit un taux supérieur au taux de 4,2 % en 1989. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont est passé de 3,2 % à 4,4 % en 1990, et celui du capital utilisé dans le secteur aval est passé de 6,6 % en 1989 à 6,8 % en 1990.

Le taux de rendement du capital utilisé des sociétés sous contrôle canadien, qui était de 3,6 % en 1989, a augmenté pour atteindre 5,4 % en 1990. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont a été de 5,3 % en 1990 contre 2,9 % en 1989, et celui du capital utilisé dans le secteur aval est passé de 4,6 % en 1989 à 5 % en 1990.

Si l'on examine la période de dix ans, les taux de rendement moyens du capital utilisé étaient de 5,1 % pour le secteur amont et de 4,3 % pour le secteur aval. Le secteur amont se portait mieux que le secteur aval durant les cinq premières années de la décennie, mais la situation s'est ensuite inversée, en grande partie à cause de la chute de la rentabilité du secteur amont en 1986 et de la réalisation de meilleures marges bénéficiaires brute pour les produits pétroliers (graphique 2).

Graphique 2.
Taux de rendement du capital utilisé : secteurs amont et aval

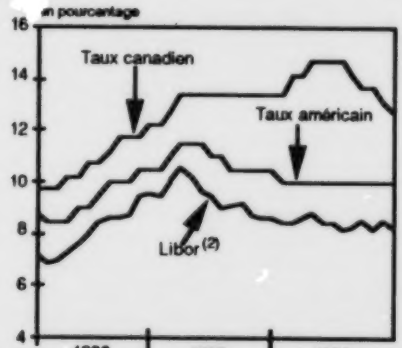


Nota:
(a) Comprend les activités relatives aux produits pétroliers.

Taux de couverture de l'intérêt(1)

Pour l'ensemble de l'industrie du pétrole, les bénéfices avant impôts, postes extraordinaires et frais d'intérêt courant ont atteint 2,6 fois les frais d'intérêt totaux, c'est-à-dire capitalisés et imputés à la période en cours, au lieu de 2 fois comme cela avait été le cas en 1989. Cette augmentation de la couverture d'intérêt tient à une hausse de 27 % des bénéfices de l'industrie avant intérêts et impôts et d'une baisse de 2 % des frais d'intérêt totaux. La diminution des frais d'intérêt est en grande partie attribuable à une réduction de la dette à long terme en 1990, année durant laquelle le produit de la vente d'actifs a servi à réduire la dette(3). L'effet de l'augmentation des taux d'intérêt au Canada a été contrebalancé par la diminution des taux à l'étranger en 1990 par rapport à 1989.

Graphique 3.
Taux d'intérêt: taux préférentiels canadien et américain et taux Libor(2)



	1988	1989	1990
Taux can. moyen	10,83	13,33	14,06
Taux amér. moyen	9,40	10,88	10,00
Taux Libor moyen	8,13	9,41	8,46

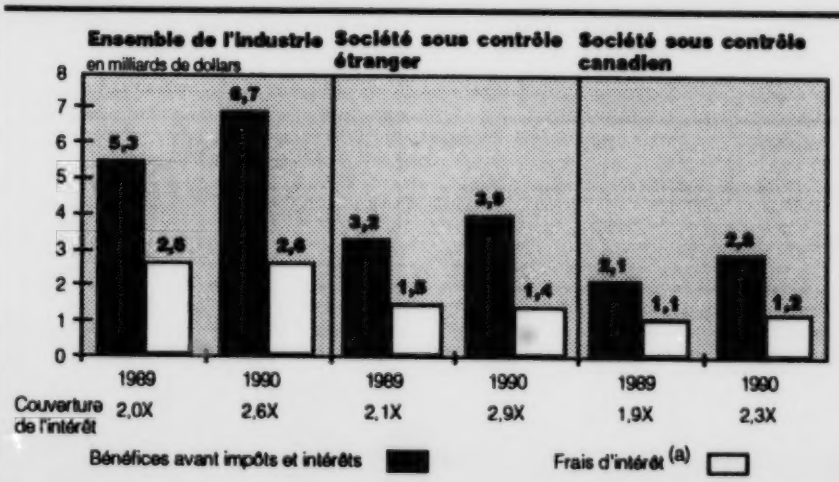
Source: Banque du Canada

(1) La présente analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire entre les activités amont, les activités aval et les "Autres activités au Canada" et à l'étranger.

(2) Le taux Libor (The London Inter-Bank Offer Rate) est défini comme le taux offert à Londres à des banques internationales de premier ordre.

(3) Les autres dettes à long terme se sont accrues par suite d'une restructuration de sociétés qui est survenue durant le second semestre de 1990.

Graphique 4.
Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts



Nota :

(a) Les frais d'intérêt du graphique comprennent les montants à la fois capitalisés et imputés à la période en cours. Voir l'annexe A18 pour plus de détails. Les intérêts reportés, qui étaient importants pour un certain nombre de sociétés sous contrôle étranger, ne sont pas présentés dans le graphique.

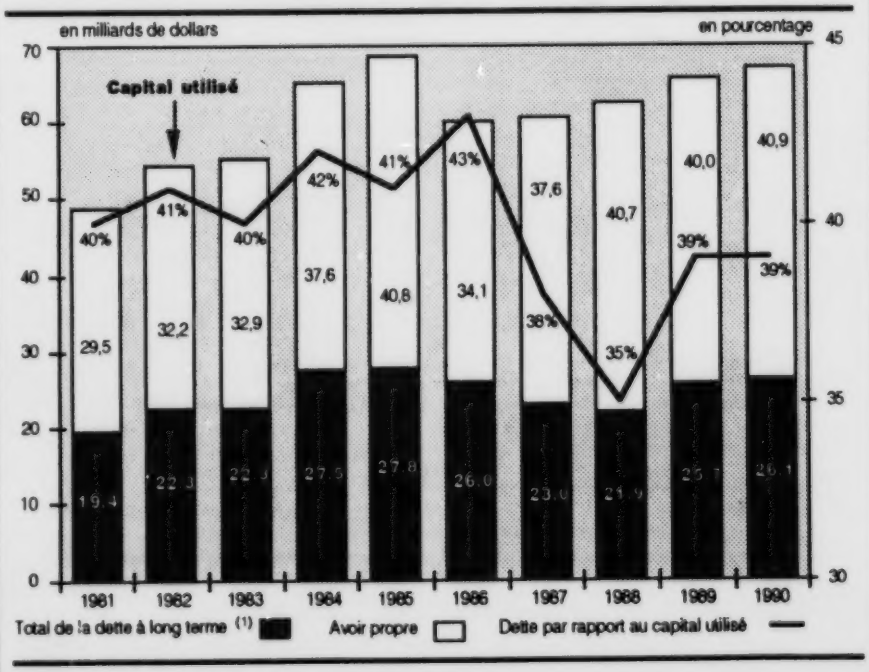
Les bénéfices, avant impôts et frais d'intérêt, pour les sociétés sous contrôle canadien sont montés à 2,8 milliards de dollars en 1990, soit une augmentation de 31 % par rapport au montant de 2,1 milliards de dollars enregistré en 1989. En même temps, les frais d'intérêt ont augmenté de 11 %, atteignant 1,2 milliard de dollars, en raison essentiellement d'une augmentation de la nouvelle dette à long terme qui a servi à acheter des actifs. En conséquence, la couverture de l'intérêt pour ce segment, qui était de 1,9 en 1989, est passée à 2,3 en 1990.

Dans le cas des sociétés sous contrôle étranger, la couverture de l'intérêt, qui était de 2,1 en 1989, est passée à 2,9 en 1990, alors que les bénéfices avant impôts et frais d'intérêt ont augmenté de 23 % et que les frais d'intérêt ont diminué de 11 %. La diminution des frais d'intérêt était attribuable au remboursement d'une partie de la dette à long terme par suite de la vente d'actifs.

La proportion de la dette à long terme par rapport au capital utilisé a considérablement diminué depuis son sommet de 43 % en 1986. Bien que les activités de fusion et d'acquisition se soient poursuivies au cours des dernières années, elles reposaient davantage sur de l'avoir propre que sur des montants empruntés (graphique 5).

En pourcentage du capital utilisé, la dette à long terme s'élevait à 39 % en 1990, soit le même pourcentage qu'en 1989. Une diminution de la dette à long terme a été plus qu'annulée par une augmentation des autres passifs à long terme. Cette augmentation était attribuable à la restructuration d'une entreprise qui s'est produite à la fin de l'année. La transaction n'a donc pas fait augmenter les frais d'intérêt en 1990 (voir l'annexe B13).

Graphique 5.
Comparaison de la dette à long terme et de l'avoir propre



(1) Comprend les autres passifs à long terme.

Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Seize sociétés regroupées dans la catégorie des "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 33 % de celles du secteur amont. Les bénéfices nets de ce groupe ont augmenté de 27 % en 1990 par rapport à 1989 et sont donc passés de 305 millions de dollars à 1,4 milliard de dollars. L'augmentation des bénéfices nets, en particulier dans le secteur amont, mais également dans le secteur aval, a plus que compensé les pertes accrues des "Autres activités au Canada" et des activités à l'étranger. Les frais de réduction d'effectifs ont eu un effet négatif sur les "Autres activités au Canada" (annexe B2).

Au cours des années, les sociétés intégrées de ce secteur, ayant à la fois des activités amont et aval, ont contracté une dette considérable pour des prises de contrôle et pour d'autres raisons. Les frais d'intérêt connexes ont été alloués aux "Autres activités au Canada", ce qui a fait baisser les profits pour ce secteur de l'industrie. Si les frais d'intérêt avaient été répartis plus uniformément entre les secteurs de l'industrie, et non comme charges de société, les bénéfices nets des activités amont et aval auraient été moindres. En outre, d'autres sociétés, ayant uniquement des activités aval, ont également contracté des dettes pour des fins d'expansion et de restructuration. Les paiements d'intérêt correspondants ont été alloués à l'activité aval. L'augmentation des frais d'intérêt de 275 millions de dollars à 310 millions de dollars pour le secteur aval est donc le reflet des expansions et des restructurations effectuées durant le deuxième semestre de 1989.

Les ressources d'autofinancement totales pour ce groupe de sociétés sont restées les mêmes en 1990 qu'en 1989, soit 3,7 milliards de dollars.

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 125 producteurs de pétrole et de gaz exercent leur activité presque exclusivement dans le secteur amont. Les bénéfices nets ont plus que quadruplé en 1990, par rapport à 1989, pour s'établir à un milliard de dollars. Cette augmentation des bénéfices nets était surtout due à la hausse des prix du pétrole brut, mais une partie était attribuable à une perte extraordinaire de seulement 20 millions de dollars en 1990 contre une perte extraordinaire de 150 millions de dollars en 1989. Les augmentations des bénéfices nets du secteur amont, des "Autres activités au Canada" et des activités à l'étranger ont plus que compensé les diminutions dans le secteur aval, moins important pour ce groupe de sociétés.

L'augmentation des bénéfices nets du groupe provient d'une hausse des prix du pétrole brut, d'une baisse des frais d'intérêt et de hausses modérées des frais d'exploitation et des frais non monétaires. L'augmentation de l'impôt courant était due à une hausse de la rentabilité et, à un degré moindre, au report de l'impôt exigible de 1989 à 1990 à la suite de la restructuration d'une société. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 17 % en 1990 par rapport à 1989, pour se fixer à 6,3 milliards de dollars (annexes B3 à B5).

Tableau 4.
Bénéfices nets par groupe de sociétés en milliards de dollars

	1989	1990	Variation	%
Sociétés intégrées et raffineurs				
Amont	0,7	1,0	0,3	61
Aval	0,9	0,9	–	3
Autres[a]	– 0,4	– 0,5	– 0,1	–
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**1,1**	**1,4**	**0,3**	**27**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Amont	–	0,7	0,7	–
Aval	0,1	–	– 0,1	– 34
Autres[a]	0,1	0,2	0,1	68
Total des producteurs	**0,2**	**1,0**	**0,8**	**370**
Total de l'industrie	**1,3**	**2,4**	**1,1**	**81**

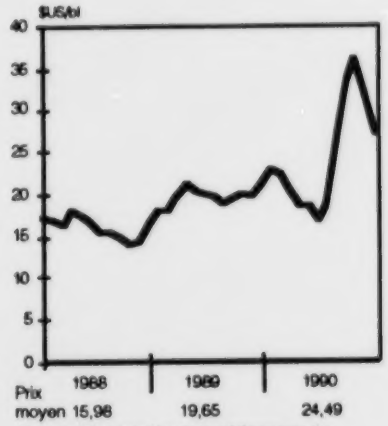
Nota:
(a) La sous-division "Autres" comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des "Autres activités au Canada". Pour plus de détails, voir les annexes B2 et B5.

Secteur amont

En 1990, les recettes de l'activité du secteur amont ont augmenté de 17 % (3,1 milliards de dollars), se chiffrant à 20,6 milliards de dollars (annexe B1). Les effets de la baisse (2 %) de la production de pétrole brut ont été largement contrebalancés par l'augmentation des prix de ce pétrole(1), qui s'est produite en 1990 et qui a entraîné une augmentation de 2,1 milliards de dollars des recettes tirées de cette source (annexe B15). Alors que la production de pétrole brut classique a diminué de 4 %, celle des sables pétrolifères a augmenté de 2 %, malgré les dommages causés à l'usine Syncrude suite à une explosion suivie d'un incendie à la mi-décembre 1989. En outre, une augmentation de 3 % de la production du gaz naturel commercialisable, combinée à une légère hausse de son prix, a entraîné une augmentation de 235 millions de dollars des recettes tirées du gaz naturel. Par ailleurs, une augmentation de la production et des prix des liquides de gaz naturel a entraîné une hausse des recettes de 405 millions de dollars. Par suite de la réduction de la demande internationale, les recettes tirées du soufre ont diminué de 50 millions de dollars en 1990 par rapport à 1989.

En 1990, le prix de vente moyen du pétrole brut (y compris la production des sables pétrolifères) a été de 23 % supérieur au prix enregistré en 1989, soit 148 $ le mètre cube (23,50 $ le baril) contre 120 $ le mètre cube (19,10 $ le baril). La hausse des prix du pétrole brut était essentiellement attribuable à l'incertitude causée par les événements dans le Golfe persique durant les cinq derniers mois de 1990. Les prix du pétrole brut ont varié beaucoup et souvent et ont atteint des sommets en octobre. En 1990, les prix du gaz naturel ont augmenté de 1 % par rapport à 1989, pour s'établir à un prix moyen de 54,60 $ le millier de mètres cubes (1,55 $ le millier de pieds cubes) (annexes A4 et A5).

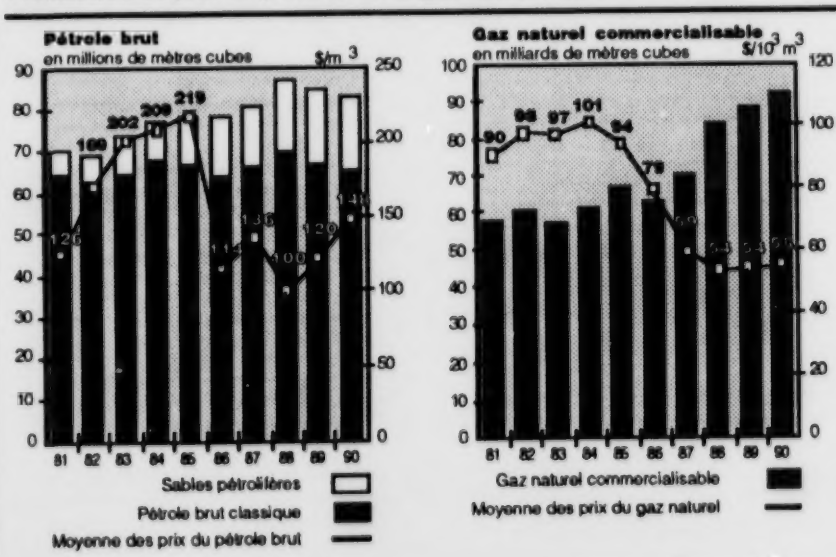
Graphique 6.
Prix du pétrole brut: West Texas Intermediate (WTI)



Source: Division des approvisionnements internationaux en pétrole , EMR

(1) Les prix du pétrole brut et du gaz naturel obtenus par les producteurs canadiens reflètent l'effet contradictoire des prix internationaux plus élevés et de la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix internationaux du pétrole étant habituellement donnés en dollars américains, lorsque le dollar canadien remonte, la valeur en dollars canadiens des prix diminue. Cependant, la hausse des prix internationaux du pétrole (graphique 6) a plus que compensé la remontée du dollar canadien (graphique 8).

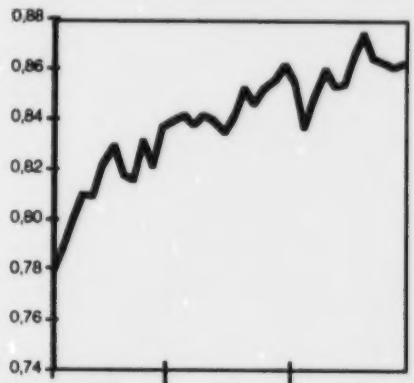
Graphique 7.
Production et prix du pétrole et du gaz naturel de 1981 à 1990



Les bénéfices nets de l'activité amont ont presque triplé, passant de 660 millions de dollars en 1989 à 1,8 milliard de dollars en 1990. Cette augmentation des bénéfices nets était le résultat d'une hausse des prix du pétrole brut, d'une baisse des frais d'intérêt, et de hausses modérées des frais d'exploitation et des frais non monétaires. Les bénéfices nets ont également augmenté à cause d'une réduction extraordinaire de 175 millions de dollars de la valeur de l'actif, par suite de la déclaration d'une provision d'insuffisance imputée aux bénéfices de 1989, contre une réduction extraordinaire de 35 millions de dollars de la valeur de l'actif en 1990.

Les frais d'exploitation unitaires sont passés de 35 $ le mètre cube de pétrole brut et équivalents en 1989 à 37 $ le mètre cube en 1990, en partie à cause de l'augmentation des coûts des usines de fractionnement qui sont regroupées avec les usines de gaz naturel. Les frais d'intérêt ont baissé en raison du remboursement de la dette à long terme après la vente d'actifs par un certain nombre de sociétés cherchant à réduire leur dette et à rationaliser leurs activités. L'impôt courant s'est accru, en raison principalement d'une hausse de la rentabilité, mais aussi à cause du report de l'impôt exigible de 1989 à 1990 par suite de la restructuration d'une société. Les ressources d'autofinancement pour le secteur amont ont augmenté de 24 % (1,5 milliard de dollars) en 1990 par rapport à 1989, pour se chiffrer à 8,1 milliards de dollars (annexes B1 à B8).

Graphique 8.
Taux de change: en dollar canadien par rapport au dollar américain



Moyenne du taux de change	1988	1989	1990
	0,81	0,84	0,86

Source: Banque du Canada

Tableau 5.
Rendement financier des activités amont en milliards de dollars

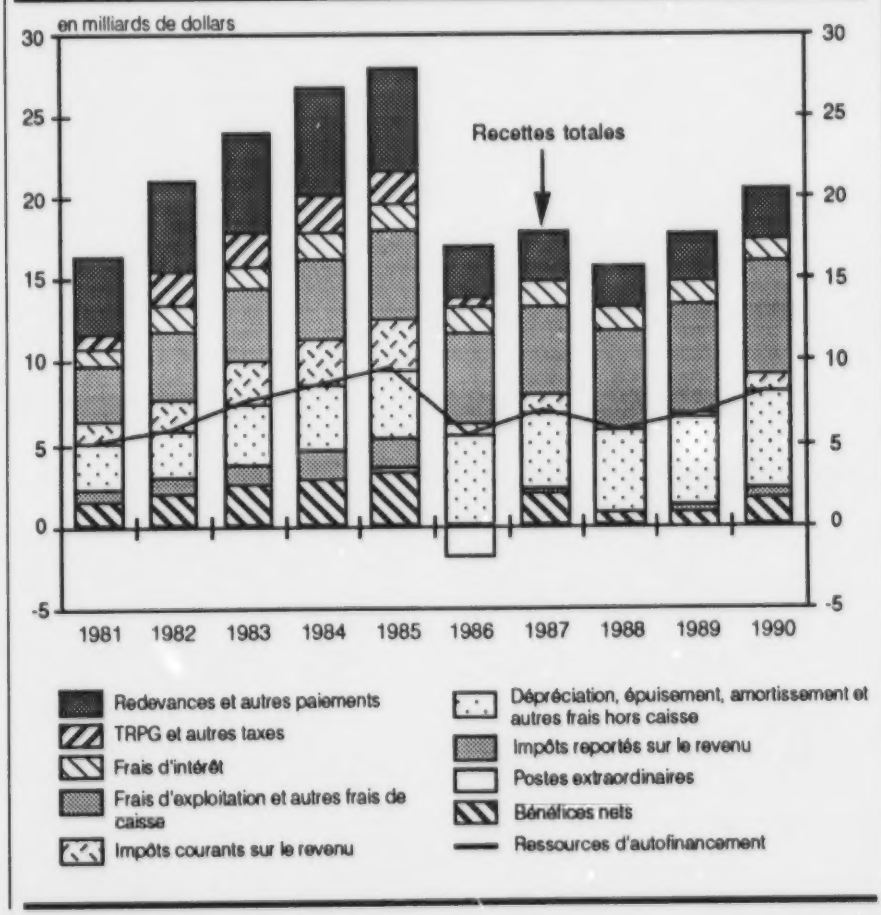
	1989	1990	Variation	%
Recettes totales	**17,5**	**20,6**	**3,1**	**17**
moins:				
Frais d'exploitation	6,4	6,8	0,4	5
Frais d'intérêt	1,3	1,3	–	– 4
Redevances, taxes	2,7	3,2	0,5	18
Autres dépenses	5,4	5,9	0,5	9
Revenus avant impôts	**1,6**	**3,4**	**1,8**	**109**
Impôts courants	0,4	1,1	0,7	207
Impôts reportés	0,4	0,5	0,1	17
Bénéfices nets avant éléments inhabituels	0,8	1,8	1,0	114
Postes extraordinaires	– 0,2	–	0,2	–
Bénéfices nets	**0,7**	**1,8**	**1,1**	**167**

Les sociétés sous contrôle canadien ont presque triplé leurs bénéfices nets du secteur amont, qui sont passés de 275 millions de dollars en 1989 à 805 millions de dollars en 1990. Toutefois, les bénéfices nets avant les postes extraordinaires ont augmenté de 74 %, pour se situer à 800 millions de dollars. L'augmentation des bénéfices nets est attribuable à la hausse des recettes découlant des prix du pétrole brut plus élevés. L'augmentation des recettes a plus que compensé la hausse des paiements de redevances, des frais d'intérêt et des impôts courants et reportés. Les frais d'intérêt ont augmenté à cause des emprunts plus élevés effectués en 1990 pour l'achat d'actifs. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 30 %, soit de 790 millions de dollars, pour se chiffrer à 3,4 milliards de dollars (annexe B6).

Les bénéfices nets du secteur amont des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 148 % (570 millions de dollars), pour atteindre 950 millions de dollars. Cette augmentation est attribuable à la hausse des recettes, qui a plus que compensé l'augmentation des impôts courants. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 19 % pour se chiffrer à 4,7 milliards de dollars (annexe B7).

Les plus importants bénéfices nets et les ressources d'autofinancement les plus élevées de l'industrie du pétrole au cours de la décennie ont été enregistrés en 1985. La baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel, la hausse des taux d'intérêt et l'importante réduction de la valeur de l'actif on fait chuter, après 1985, les bénéfices et les ressources d'autofinancement. Des réductions substantielles de la valeur de l'actif en 1986 furent le résultat de l'application de la nouvelle note d'orientation de l'ICCA pour les sociétés qui utilisent la méthode de capitalisation du coût entier.

Graphique 9.
Données sur les bénéfices du secteur amont de 1981 à 1990



Secteur aval

Activités liées aux produits pétroliers

Les recettes tirées du raffinage et de la commercialisation des produits pétroliers ont augmenté de 14 % pour se chiffrer à 28,6 milliards de dollars en 1990. Cette augmentation est attribuable au transfert aux consommateurs de la hausse de 17 % du coût des matières premières (coût des marchandises vendues). Vers la fin de 1990, la hausse des prix des produits pétroliers a été suivie d'une baisse de la demande de ces produits.

Les bénéfices nets ont augmenté de 11 % (65 millions de dollars) en 1990 par rapport à 1989 pour s'élever à 655 millions de dollars. Toutefois, les bénéfices nets avant les postes extraordinaires ont diminué de 1 % - une perte extraordinaire de 70 millions de dollars subie en 1989 qui ne s'est pas reproduite en 1990 a eu un effet positif sur la comparaison d'une année à l'autre. Le coût des marchandises vendues (qui comprend également les coûts d'entretien et d'exploitation des raffineries) et les dépenses généralement plus élevées ont suffisamment augmenté pour annihiler l'augmentation des recettes et réduire les bénéfices nets avant les postes extraordinaires. Les frais d'intérêt ont augmenté pour passer de 220 millions de dollars en 1989 à 305 millions de dollars en 1990. Cette hausse tient à l'augmentation des emprunts occasionnés par la restructuration et l'expansion qui ont touché un certain nombre de sociétés.

Les ressources d'autofinancement des activités liées aux produits pétroliers ont augmenté de 8 % (105 millions de dollars) par rapport à 1989, pour atteindre 1,4 milliard de dollars en 1990 (annexe B9).

Tableau 6.
Rendement financier et marges bénéficiaires: produits pétroliers

	1989		1990		Variation
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
Ventes brutes	24 999	28,15	28 620	32,80	4,65
Autres recettes	772	0,87	1016	1,16	0,29
Recettes totales	**25 772**	**29,02**	**29 636**	**33,96**	**4,94**
moins:					
Taxes fédérales de vente et d'accise	4 860	5,47	5 429	6,22	0,75
Coût des marchandises vendues	15 188	17,10	17 839	20,44	3,34
Marges bénéficiaires brutes	**5 724**	**6,45**	**6 368**	**7,30**	**0,85**
moins:					
Frais de distribution, de vente et d'administration	3 729	4,20	4 109	4,71	0,51
Revenus en espèces avant intérêts et impôts courants	**1 994**	**2,25**	**2 259**	**2,59**	**0,34**
Frais d'intérêt	220	0,25	307	0,35	0,10
Impôts courants	450	0,51	520	0,60	0,09
Revenus en espèces après impôts courants	**1 325**	**1,49**	**1 432**	**1,64**	**0,15**
Dépréciation et autres frais non monétaires	640	0,72	769	0,88	0,16
Impôts sur le revenu reportés	24	0,03	9	0,01	- 0,02
Postes extraordinaires	- 69	- 0,08	2	-	0,08
Bénéfices nets après postes extraordinaires	**592**	**0,67**	**656**	**0,75**	**0,08**

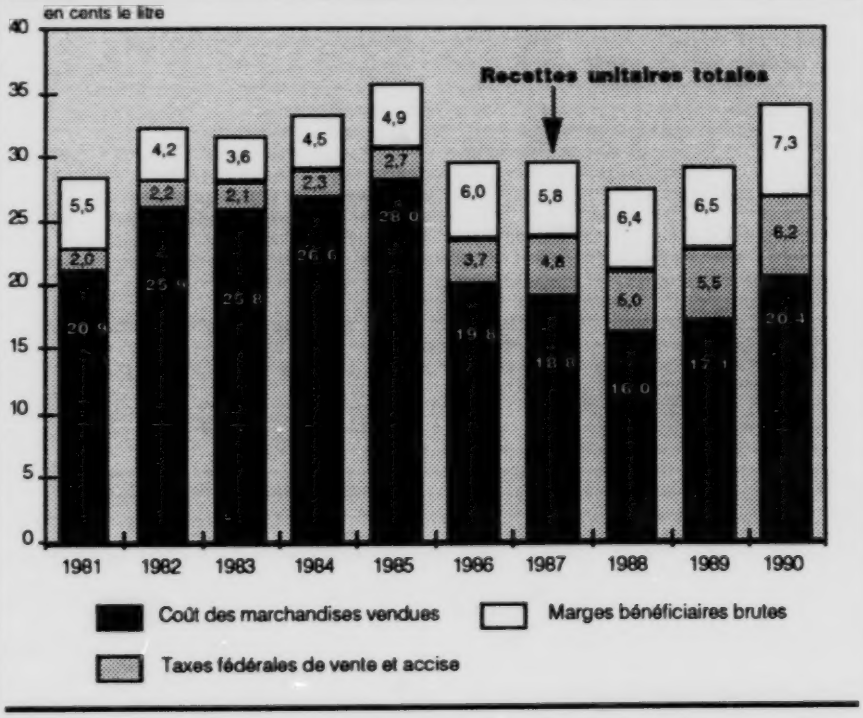
(1) Le 28 avril 1989, la taxe d'accise sur l'essence a augmenté d'un cent le litre. Une augmentation supplémentaire d'un cent le litre a été imposée sur l'essence avec plomb. Depuis le 1er janvier 1990, un cent le litre a été ajouté au prix de l'essence en raison de l'augmentation de la taxe d'accise.

Les marges bénéficiaires brutes, définies ici comme la différence entre les recettes moyennes de la vente, et les taxes directes et le coût des marchandises vendues, sont passées de 6,5 ¢ le litre en 1989 à 7,3 ¢ le litre en 1990 (annexes A8 et A21).

Les marges bénéficiaires brutes des produits pétroliers se sont graduellement améliorées au cours de la dernière partie de la décennie. La marge moyenne était de 6,4 ¢ le litre pour la période de 1986 à 1990 inclusivement, alors qu'elle était de 4,5 ¢ le litre pour la première moitié de la décennie. Cette amélioration s'est traduite par une augmentation des taux de rendement du capital utilisé, qui ont atteint une moyenne de 6,7 % au cours de la dernière partie de la décennie, alors qu'elle était de 3,8 % pour la première moitié (graphiques 2 et 10).

Les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs, par région, ainsi que les frais de transport correspondants, sont présentés aux annexes A6 et A7.

Graphique 10.
Produits pétroliers: marges bénéficiaires brutes



Autres activités aval
Les bénéfices nets tirés des autres activités aval, surtout des activités liées à la pétrochimie, ont diminué de 17 % (60 millions de dollars) pour s'établir à 275 millions de dollars en 1990. Malgré des recettes plus élevées, l'augmentation du coût des matières premières et des frais d'exploitation a fait baisser les profits et les ressources d'autofinancement. Ces dernières ont diminué de 19 % pour s'établir à 470 millions de dollars (annexe B9).

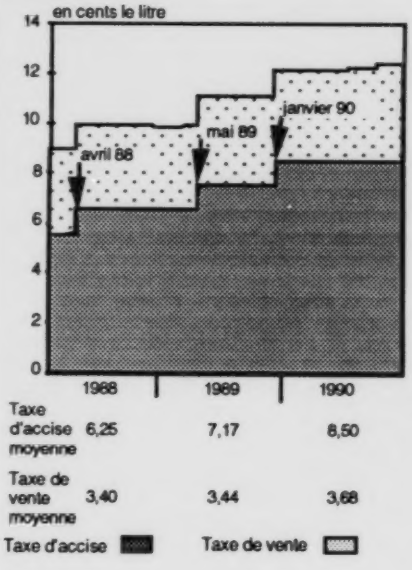
Total du secteur aval
Les recettes provenant des produits pétroliers et des activités pétrochimiques ont augmenté de 15 % pour se chiffrer à 32,4 milliards de dollars. Les bénéfices nets combinés ont augmenté de 1 % pour atteindre 930 millions de dollars en 1990, comparativement à 925 millions de dollars en 1989. Les ressources d'autofinancement sont pour leur part demeurées stables à 1,9 milliard de dollars.

Autres activités au Canada

Ce secteur d'activité, qui englobe les revenus et les dépenses des "Affaires de société", a enregistré une perte nette de 415 millions de dollars en 1990, comparativement à une perte nette de 340 millions de dollars en 1989. Les recettes totales ont chuté de 10 % (270 millions de dollars), en raison principalement d'une diminution de l'activité de forage contractuelle. De plus, les frais d'exploitation et les coûts de dépréciation ont augmenté suite à des provisions pour le redressement des effectifs et à des réductions de la valeur de l'actif de gisements de pétrole et de gaz. S'opposant à ces facteurs négatifs, et contrairement à des pertes déclarées en 1989, un certain nombre de sociétés ont déclaré d'importants gains réalisés sur la vente d'actifs ainsi que la récupération d'impôts reportés liés à la vente d'actifs et à des réductions de la valeur de l'actif. Les ressources d'autofinancement s'établissaient à moins 695 millions de dollars à la fin de 1990, comparativement à moins 60 millions de dollars en 1989.

En 1990 et 1989, d'importantes éliminations intersectorielles se sont produites et ont été inscrites comme impôts négatifs courants. De plus, comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des "affaires de société" qui, par définition, fait partie intégrante des "Autres activités au Canada". Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 33 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont imputés à ce secteur, qui ne représente que 4 % du total des recettes.

Graphique 11.
Taxes fédérales de vente et d'accise[1] sur l'essence ordinaire sans plomb



Activités à l'étranger

En 1990, les bénéfices nets tirés des activités à l'étranger ont augmenté de 59 %, pour atteindre 145 millions de dollars. Une hausse de 32 % des recettes, conjuguée avec une diminution de 5 % des frais non monétaires, a plus que compensé les augmentations dans les différentes catégories de dépenses, augmentant ainsi la rentabilité. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées à la production du pétrole et du gaz. Par conséquent, la hausse des recettes reflète les mêmes facteurs que ceux qui s'appliquent généralement aux activités amont au Canada. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 5 %, pour se chiffrer à 620 millions de dollars (annexe B1).

(1) Les taxes fédérales sur l'essence comprenaient la taxe de vente qui s'appuie sur un taux "ad valorem" et la taxe d'accise, qui n'est pas liée au prix du produit.

Tableau 7.
Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur
en millions de dollars

	Bénéfices nets			Ressources d'autofinancement		
	1989	1990	Variation %	1989	1990	Variation %
Produits pétroliers	592	656	11	1 325	1 432	8
Produits pétrochimiques	332	274	– 17	583	472	– 19
Total, secteur aval	925	930	1	1 908	1 903	–

2

Sources et affectations de fonds[1]

Vue d'ensemble

Les fonds disponibles de l'industrie du pétrole, avant les «affectations discrétionnaires», ont diminué de 4,4 milliards de dollars (31 %), pour se chiffrer à 10,1 milliards de dollars en 1990. Cette chute tient à une diminution de 5,4 milliards de dollars des apports externes nets, qui n'a été annulée qu'en partie par une augmentation de 925 millions de dollars des ressources d'autofinancement. Les apports externes nets ont été de 155 millions de dollars en 1990, comparativement à 5,6 milliards de dollars en 1989.

Les remboursements de la dette à long terme ont dépassé la nouvelle dette[2] de 525 millions de dollars en 1990, comparativement à une nouvelle dette à long terme de 3,3 milliards de dollars en 1989. Le nouvel avoir propre, déduction faite des rachats, était de 680 millions de dollars en 1990, comparativement à 2,2 milliards de dollars en 1989.

L'accroissement de la nouvelle dette à long terme et de l'avoir propre en 1989 peut être attribué essentiellement à des fonds destinés à des prises de contrôle dans l'industrie du pétrole. En 1990, des actifs non stratégiques ont été vendus dans le but d'éliminer des activités marginales et de réduire la dette à long terme.

En 1990, les dépenses nettes en capital ont augmenté de 11 %, pour se chiffrer à 8,6 milliards de dollars. Les paiements de dividendes ont augmenté de 22 %, passant de 1,4 à 1,7 milliard de dollars. En 1990, la vente d'actifs effectuée dans le but de réduire la dette à long terme se voit dans l'excédent de la catégorie "Autres sources" par rapport à la catégorie "Autres affectations". L'excédent de la catégorie "Autres affectations" par rapport à la catégorie "Autres sources" enregistré en 1989 avait été le résultat de prises de contrôle et de l'achat d'actifs.

La diminution nette du fonds de roulement de 55 millions de dollars en 1989 se compare à une augmentation nette de 560 millions de dollars en 1990 (annexe B10).

---

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant et remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans les avoirs propres et le fonds de roulement. Pour l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets afin d'établir la contribution ou le retrait nets de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, etc., l'ASSP indique ces montants séparément au tableau 9.

(2) Les autres passifs à long terme ont augmenté à la suite du remaniement d'une société qui s'est produit durant le deuxième semestre de 1990. Les augmentations dans cette catégorie sont présentées avec les "Autres sources de fonds".

Tableau 8.
Sources et affectations de fonds (nettes) en milliards de dollars

	1989	1990	Variation	%
Sources internes				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	1,6	2,4	0,8	52
Frais non monétaires	7,3	7,4	0,1	1
Ressources d'autofinancement	**9,0**	**9,9**	**0,9**	**10**
Sources externes nettes				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	3,3	– 0,5	– 3,8	–
Nouvel avoir propre après les rachats	2,2	0,7	– 1,5	– 69
Sources externes nettes	**5,6**	**0,2**	**– 5,4**	**– 97**
Sources nettes	**14,5**	**10,1**	**– 4,4**	**– 31**
Affectations discrétionnaires				
Dépenses nettes en capital	7,7	8,6	0,9	11
Paiements de dividendes	1,4	1,7	0,3	22
Autres affectations, après autres sources	5,5	– 0,7	– 6,2	–
Affectations nettes	**14,6**	**9,5**	**– 5,1**	**– 35**
Variation nette du fonds de roulement	**– 0,1**	**0,6**	**0,7**	**–**

Sources et affectations de fonds (brutes)

La nouvelle dette à long terme s'est établie à 2,6 milliards de dollars, ce qui représente une diminution de 2,7 milliards de dollars par rapport à l'année précédente. Le remboursement de la dette a augmenté de 1,1 milliard de dollars pour s'élever à 3,1 milliards de dollars. Les nouvelles émissions d'actions ont chuté de 1,6 milliard de dollars, pour se chiffrer à 1,4 milliard de dollars, tandis que les diminutions de l'avoir propre ont diminué de 140 millions de dollars pour s'établir à 690 millions de dollars. La diminution de la nouvelle dette à long terme et de l'avoir propre est en grande partie attribuable à des prises de contrôle moins nombreuses.

En faisant le total des sociétés qui ont déclaré une diminution de leur fonds de roulement en 1990, on arrive à 1,2 milliard de dollars, soit une baisse de 360 millions de dollars par rapport à 1989, tandis qu'en faisant le total des sociétés ayant déclaré une augmentation de leur fonds de roulement, on arrive à 1,8 milliard de dollars, comparativement à 1,5 milliard de dollars en 1989.

Les fonds déclarés sous la rubrique "Autres sources" correspondent en partie aux revenus tirés de la vente de gisements de pétrole et de gaz. Les "Autres sources de fonds" se sont élevées à 4,5 milliards de dollars en 1990, comparativement à 3,9 milliards de dollars en 1989. Les fonds déclarés sous la rubrique "Autres affectations" sont passés de 9,4 milliards de dollars en 1989 à 3,8 milliards de dollars en 1990, en raison principalement de la diminution des fonds utilisés pour des prises de contrôle. Aussi, les fonds utilisés pour l'achat d'actifs ont atteint 1,2 milliard de dollars, alors qu'ils s'étaient chiffrés à 1,5 milliard de dollars en 1989.

Les dépenses en capital nettes ont augmenté de 11 % (860 millions de dollars), pour atteindre 8,6 milliards de dollars (pour plus de détails, voir le tableau 11).

Tableau 9.
Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds
en milliards de dollars[a]

	1989	1990	Variation	%
Nouvelle dette à long terme[b]	5,3	2,6	– 2,7	– 51
Remboursement de la dette à long terme[d]	2,0	3,1	1,1	56
Dette à long terme, après remboursements	**3,3**	**– 0,5**	**– 3,8**	**–**
Nouvel avoir propre[b]	3,0	1,4	– 1,6	– 55
Rachat de l'avoir propre[d]	0,8	0,7	– 0,1	– 17
Avoir propre net, après rachats	**2,2**	**0,7**	**– 1,5**	**– 69**
Augmentation du fonds de roulement[d]	1,5	1,8	0,3	16
Diminution du fonds de roulement[b]	1,6	1,2	– 0,4	– 23
Variation nette du fonds de roulement	**– 0,1**	**0,6**	**0,7**	**–**
Toutes autres sources[c]	3,9	4,5	0,6	17
Toutes autres affectations[e]	9,4	3,8	– 5,6	– 59
Autres affectations après les autres sources	**5,5**	**– 0,7**	**– 6,2**	**–**
Total des dépenses en capital	7,9	8,6	0,7	9
Programmes d'encouragement, subventions et autres recettes	0,2	0,1	– 0,1	– 59
Dépenses en capital nettes	**7,7**	**8,6**	**0,9**	**11**

Nota:
(a) L'annexe B10 fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente les montants de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles sont présentées au titre 'Toutes autres affectations'.
(d) Représente l'affectation nette de fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle.

Ressources d'autofinancement

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 10 % (925 millions de dollars), pour se situer à 9,9 milliards de dollars en 1990. L'accroissement des recettes, particulièrement celles tirées du pétrole brut et des produits pétroliers, conjugué à la diminution des frais d'intérêt, a plus qu'annihilé la hausse du coût des matières premières, des frais d'exploitation et des impôts courants. Dans le secteur amont, les ressources d'autofinancement ont augmenté de 24 % (1,6 milliard de dollars), pour s'élever à 8,1 milliards de dollars, en raison de la hausse des prix du pétrole brut et de la diminution des frais d'intérêt. Dans le secteur aval, ces mêmes ressources sont restées stables à 1,9 milliard de dollars, tandis que l'augmentation du coût des marchandises vendues (coût des matières premières) annihilait l'augmentation des recettes. Pour ce qui est des "Autres activités au Canada", les ressources d'autofinancement sont passées de moins 60 millions de dollars en 1989 à moins 695 millions en 1990. En ce qui concerne les activités à l'étranger, elles ont augmenté de 5 %, pour se chiffrer à 620 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 16 %, pour atteindre 4,3 milliards de dollars en 1990. La vigueur des activités amont et des activités à l'étranger a plus qu'annihilé le moins bon rendement des activités aval et des "Autres activités au Canada".

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 6 %, pour atteindre 5,6 milliards de dollars, l'augmentation des ressources d'autofinancement des activités amont, aval et des activités à l'étranger ayant plus que compensé les diminutions enregistrées dans les "Autres activités au Canada".

Tableau 10.
Ressources d'autofinancement par secteur et par segment
en milliards de dollars[a]

	1989	1990	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	2,6	3,4	0,8	30
Aval	0,7	0,7	–	– 3
Autres[b]	0,3	0,2	– 0,1	– 48
Total des sociétés sous contrôle canadien	**3,7**	**4,3**	**0,6**	**16**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	3,9	4,7	0,8	19
Aval	1,2	1,2	–	1
Autres[b]	0,2	– 0,3	– 0,5	–
Total des sociétés sous contrôle étranger	**5,3**	**5,6**	**0,3**	**6**
Total de l'industrie				
Amont	6,5	8,1	1,6	24
Aval	1,9	1,9	–	–
Autres[b]	0,5	– 0,1	– 0,6	–
Total global	**9,0**	**9,9**	**0,9**	**10**

Nota:
(a) Voir les annexes B1, B6 et B7 pour plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des "Autres activités au Canada".

Dépenses en capital

Les dépenses brutes en capital ont augmenté de 9 % en 1990 par rapport à 1989, pour s'établir à 8,6 milliards de dollars. Les dépenses intérieures ont augmenté de 8 % pour se situer à 8 milliards de dollars, tandis que celles à l'étranger ont augmenté de 22 %, pour atteindre 655 millions de dollars. Les dépenses à l'étranger, en proportion des dépenses en capital totales, ont augmenté de 1 % pour représenter 8 % du total de 1990. Les dépenses en amont ont continué à être la plus importante composante du total des dépenses en capital, représentant 74 % du total en 1990, soit deux points de pourcentage de plus qu'en 1989. Les dépenses en capital du secteur aval ont diminué de 12 % et les autres dépenses, composante de faible importance, ont augmenté de 5 %.

Secteur amont: La hausse des prix du pétrole brut causée par la crise du Golfe persique semble avoir fait légèrement augmenter les dépenses en capital dans ce secteur au cours du deuxième semestre de l'année. Les dépenses en capital, en particulier les dépenses de mise en valeur, ont augmenté, puisque l'on tentait d'amener de la nouvelle production sur le marché. Aussi, l'accroissement des dépenses relatives au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan (Bi-Provincial Upgrader) représentait la majeure partie de l'augmentation de 73 % des dépenses en capital dans le secteur non classique. Par conséquent, les dépenses en capital dans tout le secteur amont ont augmenté de 13 % en 1990, pour se chiffrer à 6,4 milliards de dollars. Tous les postes de dépenses ont augmenté en 1990 par rapport aux niveaux enregistrés en 1989, les dépenses d'exploration n'augmentant que très légèrement pendant que les autres catégories augmentaient beaucoup plus.

Les dépenses engagées dans le secteur amont par les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 27 %, tandis que celles engagées par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 1 %. La part des dépenses en capital dans le secteur amont attribuable au groupe des sociétés sous contrôle canadien a donc augmenté de 6 points de pourcentage, pour représenter 52 % du total en 1990 (annexe B11).

Tableau 11.
Dépenses en capital en milliards de dollars[a]

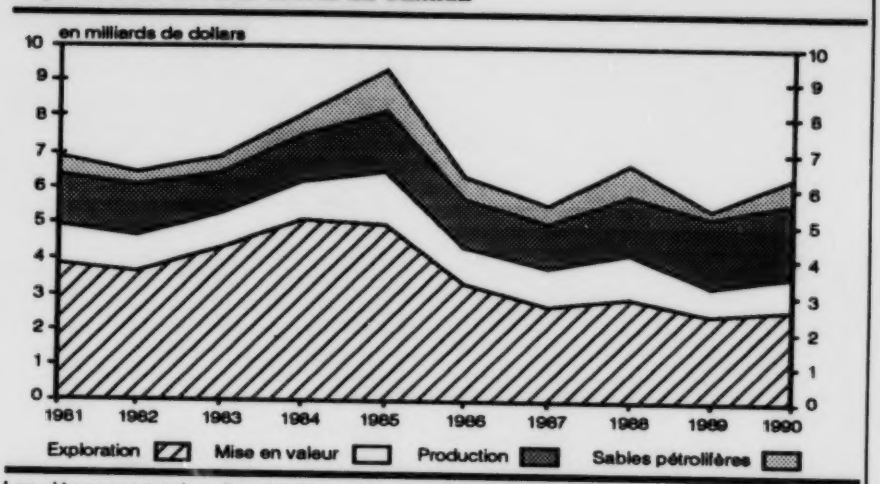
	1989	1990	Variation	%	Part du total 1989 %	Part du total 1990 %
Amont						
Exploration	2,5	2,6	0,1	4	32	30
Mise en valeur	0,8	1,0	0,2	23	10	11
Production	1,9	2,1	0,2	7	24	24
Non classique[b]	0,4	0,7	0,3	73	5	8
Total amont[c]	**5,7**	**6,4**	**0,7**	**13**	**72**	**74**
Aval	1,3	1,1	– 0,2	– 12	16	13
Extraction des ressources énergétiques	–	–	–	– 36	–	–
Autres	0,4	0,4	–	9	5	5
Total des dépenses au Canada	**7,4**	**8,0**	**0,6**	**8**	**93**	**92**
Dépenses à l'étranger	**0,5**	**0,7**	**0,2**	**22**	**7**	**8**
Total des dépenses	**7,9**	**8,6**	**0,7**	**9**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	0,2	0,1	– 0,1	– 59		
Dépenses nettes en capital	**7,7**	**8,6**	**0,9**	**11**		
Rappel: Dépenses en capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et d'autres recettes)	5,5	6,3	0,8	16		

Nota:
(a) Pour une ventilation plus détaillée, voir les annexes B11 et B12.
(b) Comprend les projets liés aux sables pétrolifères et au pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions, les programmes d'encouragement, les crédits d'impôt et les autres recettes.

Les dépenses d'exploration ont augmenté de 14 % pour atteindre 2,4 milliards de dollars dans les provinces et ont chuté de 50 % sur les Terres du Canada, pour se chiffrer à 205 millions de dollars. Il en est résulté une augmentation de 4 % de l'ensemble des dépenses d'exploration, qui se sont situées à 2,6 milliards de dollars. Les dépenses engagées sur les Terres du Canada représentaient 8 % du total en 1990, soit une baisse par rapport à la proportion de 16 % enregistrée en 1989.

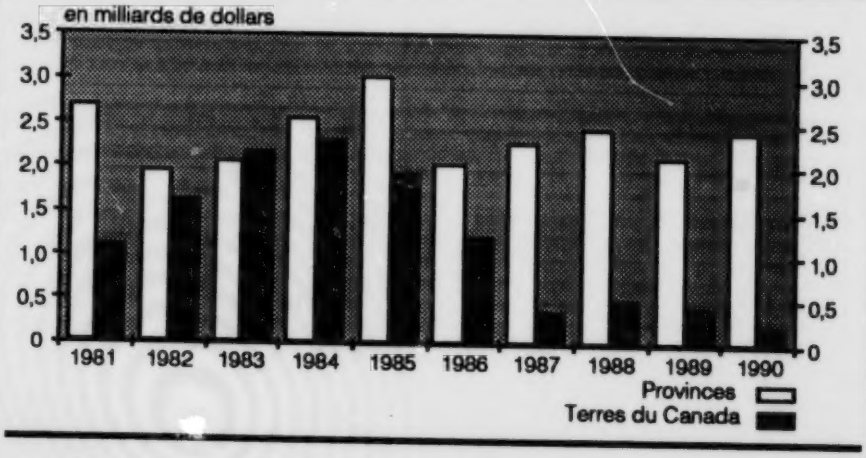
Les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger ont baissé de 7 % en 1990, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien augmentaient de 15 %. Les sociétés sous contrôle canadien représentaient 54 % de l'ensemble des dépenses d'exploration, soit une hausse de 5 points de pourcentage par rapport à 1989 (annexe B12).

Graphique 12.
Dépenses du secteur amont au Canada



Les dépenses totales d'exploration ont rapidement augmenté entre 1981 et 1985. La vigueur des activités sur les Terres du Canada et les programmes d'encouragement qui y étaient liés sont à la source de cette augmentation. La chute des prix du pétrole brut et du gaz naturel qui a débuté en 1986, conjuguée à l'élimination graduelle de la plupart des programmes d'encouragement, a amené, en 1986 et au cours des quatres dernières années de la décennie, une importante réduction des dépenses d'exploration. Les niveaux enregistrés étaient alors inférieurs à ceux de 1981.

Graphique 13.
Dépenses d'exploration par emplacement



Dépenses du secteur aval: Les dépenses du secteur aval ont baissé de 12 %, pour s'établir à 1,1 milliard de dollars en 1990. La diminution des dépenses consacrées aux raffineries et aux points de vente a plus que contrebalancé l'accroissement des dépenses affectées aux usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Les dépenses ont augmenté de 5 % dans la catégorie regroupant l'extraction des ressources énergétiques minières et les autres activités, y compris les installations minières, les navires de forage, les caissons et les installations de forage. Cette catégorie de dépenses en capital peut aussi comprendre le montant capitalisé des intérêts.

Taux de réinvestissement

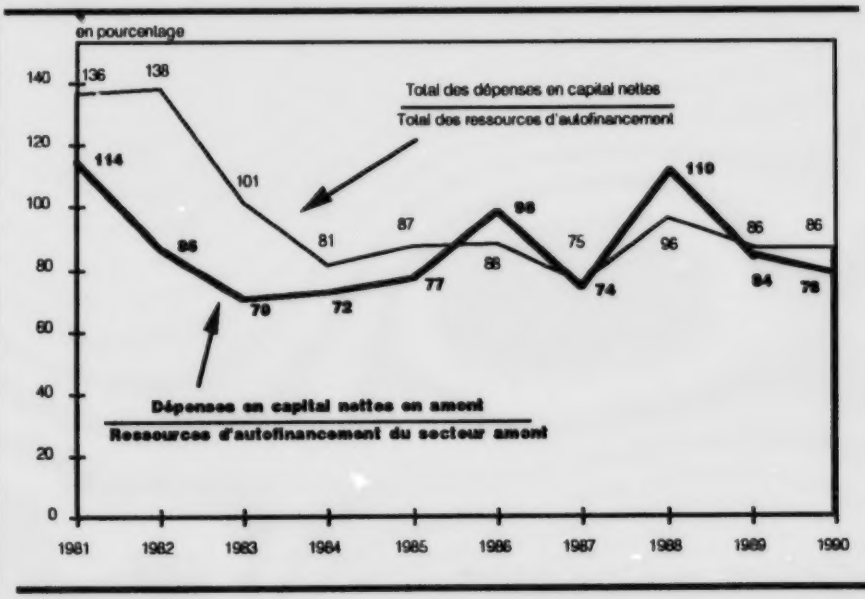
Le taux global de réinvestissement de l'industrie du pétrole, c'est-à-dire le total des dépenses nettes en capital[1] par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activité, a été de 86 % en 1990, soit le même qu'en 1989 (annexe A15). Tandis que les budgets d'investissement pour 1990 avaient été élaborés en supposant des prix bas du pétrole brut, la hausse des prix attribuable à la crise du Golfe persique a peut-être obligé les sociétés à augmenter leurs dépenses en capital au titre des activités de mise en valeur, dans le but d'amener rapidement de la nouvelle production sur le marché. Au cours du deuxième semestre de 1990, les dépenses en capital de toutes les catégories, à l'exception de l'exploration, ont augmenté de façon marquée par rapport à la même période en 1989. De plus, les dépenses relatives aux sables pétrolifères ont augmenté en raison de la hausse des dépenses liées au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. L'augmentation des dépenses en capital nettes suivait le rythme de l'augmentation des ressources d'autofinancement.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré collectivement une augmentation de leur taux de réinvestissement, tandis que les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une légère baisse. Le taux de réinvestissement global des sociétés sous contrôle canadien est en effet passé de 97 % en 1989 à 100 % en 1990, tandis que celui des sociétés sous contrôle étranger est passé de 78 à 76 %. Au chapitre des activités amont, la comparaison des deux groupes donne des résultats semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 96 % de leurs ressources d'autofinancement (une hausse d'un point de pourcentage) et les sociétés sous contrôle étranger 65 % (une diminution de 11 points de pourcentage).

Les dépenses en capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement) correspondaient à 78 % des ressources d'autofinancement de ce secteur, soit 6 points de pourcentage de moins qu'en 1989. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont augmenté de 24 % et les dépenses en capital nettes du même secteur ont augmenté de 16 %.

(1) Les dépenses en capital nettes sont les dépenses en capital moins les subventions d'encouragement, les crédits d'impôt et les indemnisations.

Graphique 14.
Taux de réinvestissement



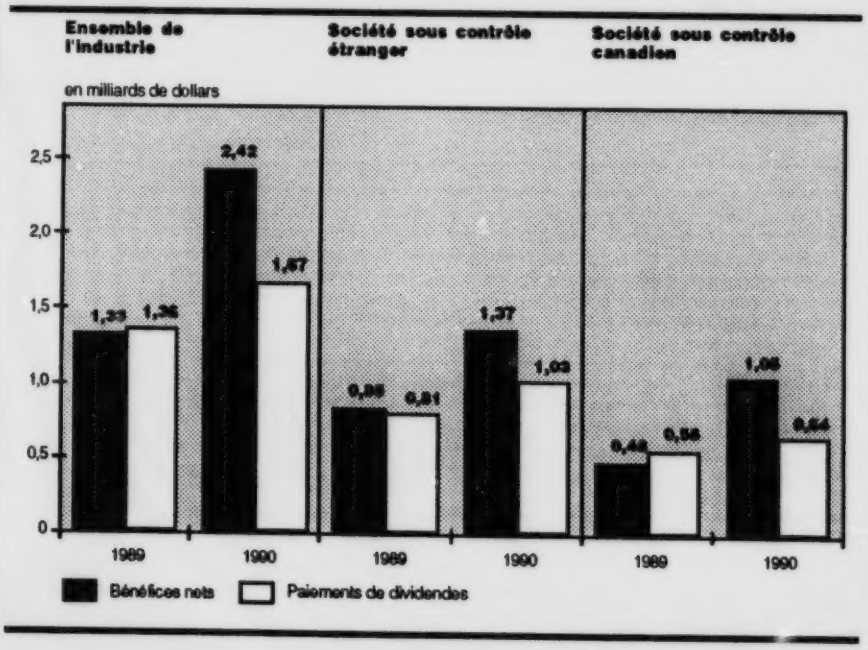
Paiements de dividendes

Les dividendes versés par les sociétés de l'industrie pétrolière ont augmenté de 22 %, pour atteindre 1,7 milliard de dollars en 1990, tandis que les bénéfices nets ont augmenté de 81 %, passant de 1,3 milliard de dollars en 1989 à 2,4 milliards de dollars en 1990. Par conséquent, le taux de distribution de l'industrie est passé de 102 % en 1989 à 69 % en 1990.

Les dividendes versés par les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 16 %, pour se chiffrer à 640 millions de dollars, ce qui donne un taux de distribution de 61 % en 1990, tandis que les dividendes versés par les sociétés sous contrôle étranger augmentaient de 27 %, pour se chiffrer à 1 milliard de dollars, pour donner un taux de distribution de 75 % (annexes A19 et B10).

Bien que dans la plupart des cas les sociétés versent les dividendes à même leurs profits, il est possible d'obtenir des résultats inhabituels en ce qui concerne le taux de distribution si l'on regroupe les sociétés qui déclarent des pertes et celles qui déclarent des profits. Cette situation se reflète, jusqu'à un certain point, dans les données de 1989.

Graphique 15.
Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets



3

Comparaison du rendement : industrie pétrolière et autres industries

Comparaison des bénéfices nets

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer le rendement financier du secteur pétrolier par rapport à celui des autres secteurs de l'économie(1). Il est important de mentionner que les données pour les industries non financières publiées dans les rapports précédents, sont différentes de celles présentées dans le présent rapport. Cette différence est attribuable à des changements dans les données de Statistique Canada (voir la note (1) sous le tableau 12).

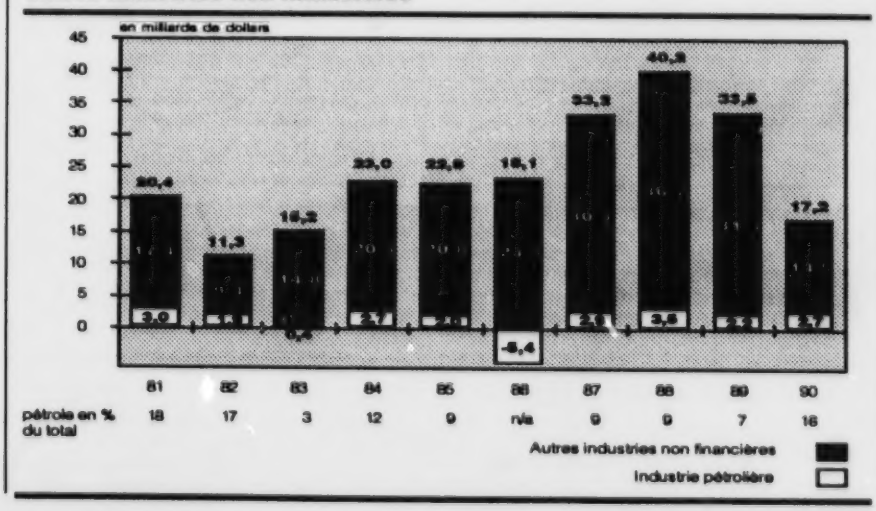
Le but de ce chapitre est d'indiquer l'importance relative au fil des ans de l'industrie du pétrole dans les bénéfices nets totaux de l'ensemble des industries non financières.

Tableau 12.
Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars

	1989	1990	Variation	%
Total, industries non financières (industrie pétrolière non comprise)	31,3	14,5	– 16,8	– 54
Industrie pétrolière	2,2	2,7	0,5	– 23
Total, industries non financières (y compris l'industrie pétrolière)	33,5	17,2	– 16,3	– 49

(1) Les données présentées dans la présente section du rapport ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Au cours du quatrième trimestre de 1990, Statistique Canada a procédé à bon nombre de changements dans ses données statistiques. Les deux groupes industriels "Minéraux combustibles" et "Produits du pétrole et du charbon" ne sont plus disponibles. Ces derniers fournissaient un bon aperçu de l'ensemble des résultats de l'Examen de l'ASSP pour les secteurs amont et aval. Par conséquent, le présent chapitre traite maintenant d'une définition beaucoup plus large du terme pétrole, qui comprend les activités amont et aval, les activités de vente en gros et au détail, le forage contractuel, les pipe-lines de pétrole et les autres services liés à la production de pétrole et de gaz naturel. Aussi, il n'est plus possible de comparer uniquement des sociétés ayant des actifs de plus de 10 millions de dollars comme s'était le cas par le passé. La totalité des industries non financières est maintenant utilisée pour fins de comparaison. Toutefois, bien qu'elles portent sur un plus grand nombre de sociétés que l'Examen de l'ASSP, les données de Statistique Canada sur l'industrie pétrolière excluent encore les entreprises gouvernementales et les activités à l'étranger des sociétés canadiennes. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble de l'activité des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent 10 millions de dollars.

Graphique 16.
Comparaison des bénéfices nets: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières

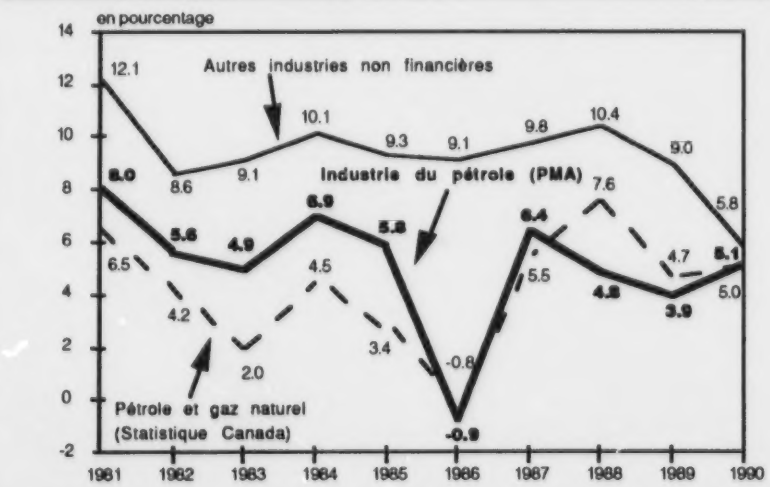


Mis à part ceux des sociétés d'État, les bénéfices nets des activités de l'industrie du pétrole au Canada, après déduction des postes extraordinaires, ont augmenté de 23 % en 1990, pour se chiffrer à 2,7 milliards de dollars, alors que ceux des autres industries non financières réunies ont connu une diminution de 54 % pour atteindre 14,5 milliards de dollars. Le graphique 16 montre que les bénéfices nets de l'industrie pétrolière en 1990 constituaient 16 % des bénéfices nets de l'ensemble des industries non financières, alors qu'ils comptaient pour 7 % en 1989.

Le taux de rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière est passé de 3,9 % en 1989 à 5,1 % en 1990, mais se situait encore au-dessous du taux de rendement de l'ensemble des autres industries non financières, qui s'établissait à 5,8 %, en baisse par rapport à 9 % en 1989.

Graphique 17.

Taux de rendement du capital utilisé: Industrie pétrolière(1) par rapport aux autres industries non financières



(1) Les données de l'ASSP sur l'industrie pétrolière ne sont pas tout à fait comparables à celles de Statistique Canada. Les données sur le pétrole et le gaz naturel comprennent des activités qui ne sont pas traitées par l'ASSP, comme le forage contractuel, les pipe-lines et d'autres services des industries.

Dépenses en capital

Selon les données de Statistique Canada, les dépenses en capital brutes (c'est-à-dire avant déduction des subventions d'encouragement) de l'industrie pétrolière ont augmenté de 5 %[1] en 1990 par rapport à 1989. Ces données ne comprennent toutefois pas les dépenses en capital engagées par les gouvernements fédéral et provinciaux pour le Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. L'augmentation aurait été plus importante si ces dépenses avaient été incluses.

Les dépenses en capital des autres industries non financières (industrie pétrolière non incluse) ont diminué de 1 %. L'industrie du pétrole a compté pour 15 % des dépenses en capital de l'ensemble des industries non financières en 1990, soit une hausse de 1 point de pourcentage par rapport à l'année précédente.

(1) Ces données diffèrent sensiblement de celles présentées au chapitre 2, parce que les données fournies par Statistique Canada pour cette rubrique incluent certaines acquisitions dans la catégorie des dépenses en capital.

Tableau 13.
Comparaison des dépenses en capital: industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars

	1989	1990	Variation	%
1. **Total, industries non financières** (industrie pétrolière non comprise)	**68,4**	**69,1**	**0,7**	**1**
2. Industrie pétrolière	11,5	12,1	0,6	5
3. **Total, industries non financières** (y compris l'industrie pétrolière)	**79,9**	**81,2**	**1,3**	**2**
4. Ligne 2 en % de la ligne 3	14	15		

Source:
Statistique Canada, 61-008, *Trimestriel – Statistique financière des entreprises.* Cette analyse ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont nettes et ne comprennent pas les subventions relatives au capital.

4

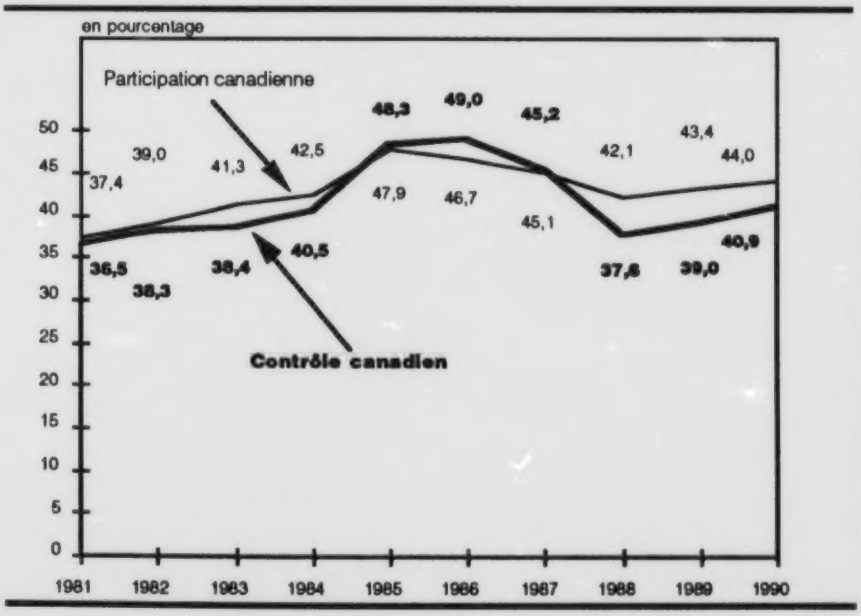
Tendances en matière de participation et de contrôle

La part canadienne des recettes tirées de l'activité amont est passée à 44 % en 1990 par rapport à 43,4 % en 1989 (soit une augmentation de 0,6 point de pourcentage), tandis que le contrôle canadien est passé de 39 à 40,9 %, une augmentation de 1,9 point de pourcentage (annexe A22).

La propriété des actions détenues au Canada dans le «Système d'inscription en compte» (SIC) a été examinée de plus près à l'aide de la série de données relatives à 1990. Les comptes de propriétaires à titre d'intermédiaire qui sont détenus dans ce système, soit essentiellement à la Caisse canadienne de dépôt de valeurs (CCDV), masquent dans certains cas le propriétaire véritable des actions. Une analyse approfondie de la position des sociétés pétrolières à la CCDV indique qu'une partie de ces avoirs, qu'on considérait être de propriété canadienne, appartiennent en réalité, par le biais d'institutions financières, à des non canadiens. Cela s'appliquerait aussi aux années antérieures à 1990, mais avec les données existantes, il est impossible de quantifier la fréquence de ce phénomène durant ces années. Cette mesure améliorée crée une discontinuité dans les séries de données. Sans utiliser les renseignements fournis par les institutions financières, la part canadienne des recettes tirées de l'activité amont aurait augmenté de 1,8 point de pourcentage de plus, pour produire un taux de participation canadienne de 45,8 % au lieu du taux de 44 % enregistré. L'accroissement de la participation canadienne est attribuable à l'achat par des résidents canadiens d'actions de non-résidents et à l'achat par Ressources Gulf Canada Limitée de la part de 22,8 % des actions détenues par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée dans Interhome Energy.

L'augmentation de 1,9 point de pourcentage du contrôle canadien est attribuable aux achats d'actifs de sociétés sous contrôle étranger effectués par des sociétés sous contrôle canadien en 1989 et 1990. Suite à un certain nombre de prises de contrôle importantes par des sociétés sous contrôle étranger, des actifs ont été vendus dans le but de rationaliser les opérations, de satisfaire aux obligations contractées envers Investissement Canada et de rembourser la dette. En 1989, les sociétés sous contrôle canadien représentaient 860 millions de dollars sur le total de 1,5 milliard de dollars des actifs achetés. L'année suivante, elles ont acheté pour 550 millions de dollars du montant total de 1,2 milliard de dollars des actifs achetés. Ces achats d'actifs et un taux de dépenses en capital dans le secteur amont beaucoup plus élevé ont permis aux sociétés sous contrôle canadien d'augmenter leurs recettes tirées de l'activité amont plus rapidement que les sociétés sous contrôle étranger (21 % comparativement à 15 %). Ils ont ainsi accru les taux de participation et de contrôle canadiens au niveau des recettes tirées de l'activité amont en 1990 par rapport à 1989.

Graphique 18.
Participation et contrôle canadiens, recettes du secteur amont



La part canadienne du total des recettes tirées des activités amont et aval a augmenté de 0,8 point de pourcentage, passant à 45,7 % en 1990, tandis que le contrôle canadien a augmenté de 2 points de pourcentage, pour passer à 38,1 %.

Les transactions susmentionnées touchant les taux de participation et de contrôle dans le secteur amont ont eu les mêmes répercussions sur les taux de participation et de contrôle au niveau des recettes tirées des activités amont et aval.

Graphique 19.
Participation et contrôle canadiens, recettes des secteurs amont et aval

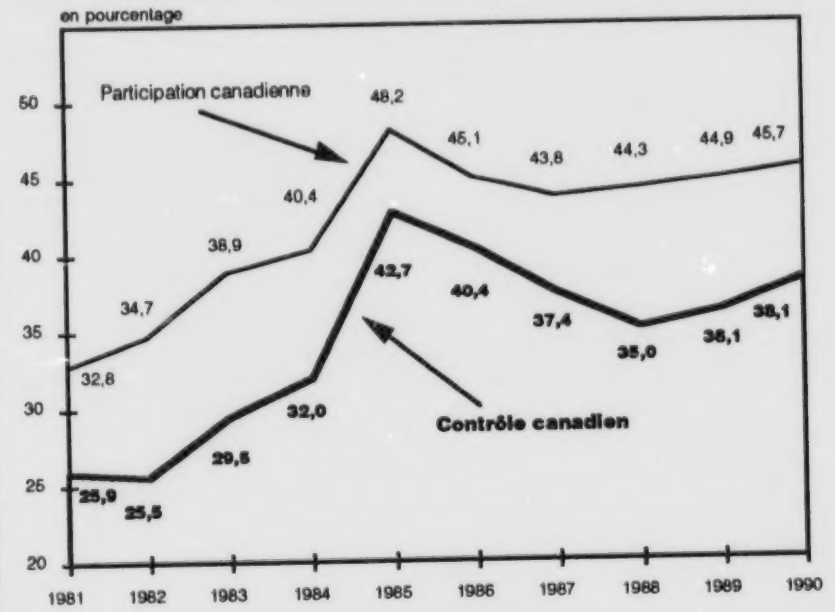


Tableau 14.
Participation et contrôle par pays et par secteur en pourcentage(a)

	Participation		Contrôle	
	1989	1990	1989	1990
États-Unis	39,2	38,0	44,2	42,2
Autres pays	15,9	16,3	19,7	19,7
Total – pays étrangers	**55,1**	**54,3**	**63,9**	**61,9**
Secteur public canadien	16,1	16,6	16,3	16,7
Secteur privé canadien	28,8	29,1	19,8	21,4
Total – Canada	**44,9**	**45,7**	**36,1**	**38,1**

Nota:
(a) Ces données sont basées sur les recettes en amont et en aval (liées au pétrole).

5

Activités de recherche et de développement: 1989 et 1990

Quatorze sociétés produisant des déclarations à l'ASSP, dont la plupart étaient de grandes entreprises, ont déclaré des dépenses de R-D en 1990, contre 17 en 1989[1]. Au cours de l'année 1990, les dépenses en R-D internes ont diminué de 1 %, se chiffrant à 186 millions de dollars, tandis que les recherches contractuelles effectuées par d'autres ont augmenté de 19 %, pour atteindre 124 millions de dollars.

Dépenses de R-D internes

Les dépenses courantes ont augmenté de 2 %, pour atteindre 158 millions de dollars. Parmi celles-ci, les dépenses de traitement et de salaire ont augmenté de 10 %, pour s'élever à 72 millions de dollars. Le reste (28 millions de dollars) des dépenses internes totales a été affecté aux biens de production, surtout à l'équipement de R-D. La proportion représentée par les dépenses en capital a diminué de 16 % par rapport à 1989.

Les activités de R-D dans la technologie du raffinage sont demeurées la principale source de dépenses de R-D internes, au niveau de 34 %, mais ont diminué en termes absolus de 2 millions de dollars, pour se chiffrer à 62 millions de dollars. Les dépenses de R-D consacrées au pétrole brut classique et au gaz naturel ont diminué à 48 millions de dollars (contre 59 millions de dollars en 1989) et représentaient 26 % de l'ensemble des dépenses de R-D internes en 1990. Les dépenses consacrées à la récupération du pétrole lourd sur les lieux mêmes de la production (récupération in-situ) ont augmenté de plus de moitié, pour se chiffrer à 36 millions de dollars, tandis que les dépenses consacrées à l'extraction minière en surface ont plus que doublé, pour atteindre 29 millions de dollars.

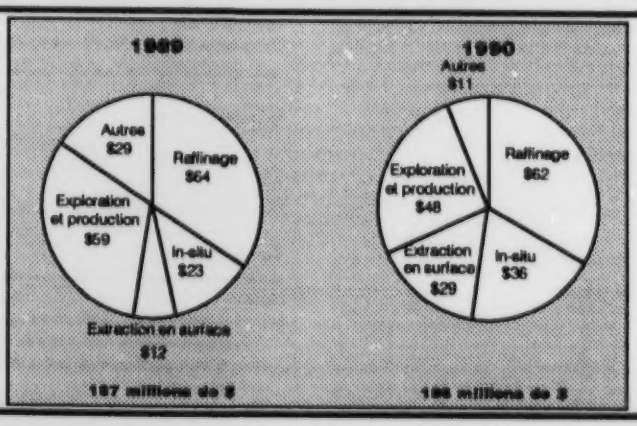
Les dépenses de R-D liées à l'énergie, autres que celles qui concernent le pétrole et le gaz naturel, ont diminué en termes aussi bien absolus que relatifs, passant de 24 millions de dollars en 1989 à 7 millions de dollars en 1990 (ou de 13 à 4 % du total des dépenses de R-D internes effectuées par les grandes sociétés pétrolières et gazières). Les dépenses de R-D non liées à l'énergie ont diminué de 38 %, pour se chiffrer à 3 millions de dollars en 1990 (annexe A23).

Tableau 15.
Sources de fonds affectés à la R-D interne en millions de dollars

	1989	1990
Fonds internes	153	149
Fonds provenant de la société mère, d'une société apparentée ou d'une filiale	14	16
Subventions gouvernementales et contrats	7	8
R-D effectuée pour le compte d'autrui	2	13
Autres	11	–
Total des fonds affectés à la R-D interne	187	186

(1) Ces données proviennent des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un portant sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre, sur les dépenses de R-D énergétiques engagées par activités. Ces questionnaires ont été mis à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente conclue conformément à la Loi sur la statistique. Certaines données peuvent avoir été comptées en double, étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

Graphique 20.
Dépenses de R-D internes par secteur d'activité en millions de dollars



Le nombre total de personnes affectées à la R-D dans les sociétés déclarantes est passé de 1 092 en 1989 à 1 065 en 1990. Le pourcentage de scientifiques, d'ingénieurs et d'administrateurs principaux de R-D s'est maintenu à 44 % de l'ensemble des employés effectuant de la R-D.

Comme il est indiqué dans le tableau 15, les sociétés déclarantes ont fourni 80 % des sommes affectées aux travaux de R-D internes, le reste des fonds provenant de subventions des gouvernements fédéral et provinciaux, de travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés, et d'allocations versées par des sociétés mères et des sociétés affiliées à des filiales canadiennes.

La majeure partie des travaux de R-D internes effectués au Canada l'a été en Alberta et en Ontario (respectivement 58 et 37 % des dépenses totales à ce titre en 1990). Les activités de R-D menées en Alberta au cours de l'année 1990 ont occupé 46 % du personnel affecté à la R-D, et celles menées en Ontario 52 %.

Dépenses de R-D externes

Les dépenses engagées dans des contrats de R-D relatifs à l'énergie et à d'autres domaines par les sociétés produisant des déclarations à l'ASSP ont totalisé 124 millions de dollars en 1990, soit une hausse de 19 % par rapport à 1989. Les recherches effectuées à l'étranger pour le compte de sociétés pétrolières canadiennes représentaient 71 % du total des dépenses de R-D externes en 1990, soit une baisse de 3 points de pourcentage par rapport à 1989.

Graphique 21.
Dépenses de R-D internes par secteur d'activité de 1981 à 1990

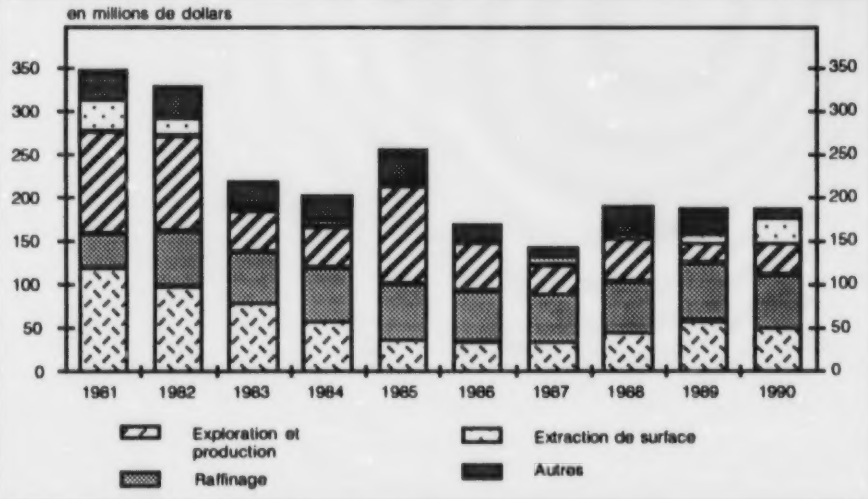


Tableau 16.
Dépenses de R-D externes au Canada et à l'étranger en millions de dollars

Bénéficiaire	Au Canada 1989	Au Canada 1990	À l'étranger 1989	À l'étranger 1990	Total 1989	Total 1990
Sociétés mères et filiales	16	19	73	85	89	104
Autres sociétés	9	14	5	3	14	17
Établissements de recherche et autres	4	3	–	–	4	3
Total	**29**	**36**	**77(a)**	**88(a)**	**104**	**124**

Nota:
(a) En 1989 et en 1990, des sommes de 77 et de 88 millions de dollars respectivement ont été consacrées à des technologies liées à l'énergie. Pour ce qui est des travaux exécutés à contrat au Canada, il est impossible de déterminer la part des dépenses consacrées à l'énergie.

Annexes

Annexe A Données supplémentaires

A1

Revue de l'année

1990

5 janvier
Les ministres de l'énergie du Canada et de la Nouvelle-Écosse annoncent la proclamation d'une législation fédérale-provinciale qui vise la mise en oeuvre de l'accord de 1986 sur les hydrocarbures extracôtiers entre les deux paliers de gouvernement. La nomination du président et des membres de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers est également annoncée.

20 février
Le Ministre des Finances du Canada rend public le budget fédéral pour 1990-1991. L'industrie pétrolière est alors touchée par l'annulation du soutien fédéral au projet des sables pétrolifères OSLO ("Other Six Leases Operation"), ainsi que par l'abolition du Programme de stimulation de l'exploration au Canada (PSEC). Le 21 février, le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources publie un communiqué fournissant de plus amples renseignements sur la décision; la décision comprend notamment une clause de maintien des droits acquis en vertu de laquelle les sociétés continueront de profiter des mêmes avantages pour les dépenses admissibles engagées dans l'année suivant la date d'élimination du programme.

9 mars
Dans la circulaire d'information CI–PSEC–90-1, le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources fournit plus de détails sur les dispositions du maintien des droits acquis dans le cadre du PSEC.

24 mai
Le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources entame la phase de consultation comportant 17 sessions sur le Plan vert du Canada.

9 juin
Le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources annonce que le gouvernement du Canada fournira une somme de 45,5 millions de dollars à la phase d'étude technique conceptuelle du projet OSLO dans le nord de l'Alberta. La fin de cette phase est prévue pour le 31 décembre 1991.

15 juin
L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (L'APGTC) publie son huitième rapport annuel. Celui-ci décrit les activités pétrolières et gazières sur les terres frontalières au cours de 1989.

2 août
Invasion du Koweït par les troupes iraquiennes.

17 août
Énergie, Mines et Ressources rend public un rapport portant sur la surveillance des prix intérieurs et à l'exportation du gaz naturel durant l'«année gazière» 1988-1989 (rappelons que l'«année gazière» va de novembre à octobre). Selon les conclusions du rapport, les prix payés sur le marché intérieur pour le gaz naturel canadien ont diminué au cours de cette période et continué d'être inférieurs aux prix à l'exportation.

22 août
Le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources commente la situation du Golfe persique en ajoutant que la situation politique régnant dans le Golfe persique ne déstabiliserait pas le marché pétrolier au Canada, puisque seulement 3 % de nos importations, soit 1 % de notre consommation, seront touchées par cette situation.

1991

11 janvier
Le Canada annonce l'adoption du plan des mesures d'urgence sur l'énergie proposé par l'Agence internationale de l'énergie pour faire face à la crise dans le Golfe persique. Celui–ci prévoit notamment une réduction coordonnée des stocks, un accroissement temporaire de la production de pétrole brut, des compressions de la demande, d'autres mesures visant à aider les pays qui manquent de pétrole brut, la répartition des produits, le rationnement et les contrôles de prix par les 21 pays participants. En vertu de ces mesures, on libère 2,5 millions de barils par jour sur les marchés mondiaux du pétrole; pour sa part, le Canada s'est engagé à en fournir 115 000 par jour.

26 février
Le budget du gouvernement du Canada pour l'année financière 1991-1992 annonce une restructuration de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. On annonce aussi que l'Office national de l'énergie sera déménagé d'Ottawa à Calgary.

27 février
Énergie, Mines et Ressources Canada rend public le rapport de surveillance des prix du gaz naturel durant le premier semestre de l'année gazière 1989-1990. Le rapport montre que les prix payés sur le marché intérieur pour le gaz naturel canadien ont légèrement augmenté par rapport à l'année précédente et qu'ils continuent à être inférieurs aux prix à l'exportation.

28 mars
Des détails sont donnés au sujet de la restructuration de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. Celle–ci vise à réduire considérablement les responsabilités de l'Administration en intégrant bon nombre de ses fonctions dans divers ministères et organismes fédéraux et commissions fédérales-provinciales existants.

A2 Résumé de l'offre et de la demande de pétrole[a] [b]

	1989	1990	Variation
	en milliers de m³/jour		%
Production			
Pétrole brut	266	264	– 1
Liquides de gaz naturel[c]	47	50	7
Production totale	**313**	**314**	**–**
Exportations nettes[d]			
Pétrole brut	26	19	– 26
Liquides de gaz naturel	18	19	5
Produits raffinés	6	16	169
Total des exportations nettes	**50**	**54**	**8**
Consommation			
Liquides de gaz naturel	38	39	3
Produits raffinés	249	243	– 2
Total de la consommation	**287**	**282**	**– 2**

Nota:

(a) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de traitement et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle-même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(b) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes – Direction du pétrole et du gaz d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries : 8,7 milliers de m³/j et 8,8 milliers de m³/j pendant 1990 et 1989 respectivement.

(d) Les importations pétrolières brutes (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pendant 1989 et 1990 ont atteint respectivement 77,400 m³/j et 85,200 m³/j (487,100 b/j et 536,200 b/j) ou 27 % et 30 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

A3 Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel[a]

	1989	1990	Variation
	en millions de m³/jour		%
Production			
Nouvelle production brute	375	376	–
moins:			
volumes injectés, retraits et redressements	78	72	7
Offre nationale	297	304	2
moins:			
Consommation du producteur	32	33	2
Production commercialisable	**265**	**271**	**2**
Exportations nettes	**102**	**110**	**8**
Consommation			
Utilisation à des fins énergétiques	142	139	– 2
Utilisation à d'autres fins	12	10	– 16
Conversion en électricité et autres énergies[b]	41	45	10
Total de la consommation	**195**	**194**	**– 1**
Exportations autorisées par l'ONE	**162**	**162**	**–**

Nota:

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes – Direction du pétrole et du gaz d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(b) Les montants sont ajustés pour représenter la consommation nationale totale, y compris la consommation des producteurs et les variations de leurs stocks.

A4 **Prix du gaz naturel canadien** en dollars par gigajoule

	Prix au départ du gisement, y compris les entrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,84	4,86	4,14
1986	2,32	2,80	3,78	4,73	5,79	4,81	4,04
1987				4,44	5,70	4,66	3,55
1988				4,38	5,87	4,55	3,50
1989							
janv.				4,52	5,20	4,63	3,64
fév.				4,58	5,36	4,55	3,77
mars				4,59	5,36	4,59	3,80
avril				4,24	5,16	4,28	3,43
mai				3,44	4,19	3,37	3,05
juin				3,45	4,43	3,63	3,08
juil.				3,97	6,31	4,16	3,19
août				3,76	6,25	4,04	3,00
sept.				3,65	5,11	3,52	3,24
oct.				3,82	4,77	4,11	3,22
nov.				4,03	5,03	4,09	3,29
déc.				4,27	5,04	4,31	3,37
Moyenne				4,03	5,18	4,11	3,34
1990							
janv.				4,27	5,03	4,30	3,35
fév.				4,25	5,08	4,29	3,38
mars				4,26	5,08	4,34	3,41
avril				4,04	4,92	4,05	3,28
mai				4,03	5,37	4,13	3,27
juin				4,01	5,79	4,24	3,28
juil.				4,11	6,24	4,21	3,33
août				4,10	6,38	4,24	3,30
sept.				4,08	6,31	4,37	3,27
oct.				4,07	5,47	4,14	3,31
nov.				4,09	5,05	4,09	3,35
déc.				4,29	5,17	4,30	3,42

Source:
Statistique Canada (catalogue 55-002)

Nota :
(a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel.

A5 Prix du pétrole brut canadien

	Prix du brut classique à la tête des puits[a]		Redevances d'indemnisation pétrolière et autres frais		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³
1981								
1er janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982								
1er janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984								
10 nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985								
1er juin	36,40	229,06					38,30	241,02
1986								
janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987								
janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
mars	20,36	128,13					22,48	141,47
juil.	25,17	158,39					27,32	171,92
déc.	20,95	131,84					23,14	145,62
1988								
mars	17,67	111,20					19,81	124,66
juin	18,43	115,98					20,55	129,32
sept.	15,94	100,31					18,05	113,71
déc.	16,04	100,94					18,15	114,22
1989								
mars	19,84	124,83					21,99	138,34
juin	21,53	135,47					23,68	149,00
sept.	20,57	129,45					22,77	143,29
déc.	21,62	136,06					23,81	149,84
1990								
janv.	23,56	148,26					25,76	162,11
fév.	24,16	152,04					26,37	165,59
mars	21,84	137,44					24,04	151,28
avril	19,11	120,26					21,49	135,24
mai	19,07	120,01					21,45	134,99
juin	16,96	106,73					19,35	121,77
juil.	18,48	116,29					20,86	131,27
août	28,26	177,84					30,64	192,82
sep.	35,77	225,10					38,17	240,20
oct.	38,71	243,60					41,11	258,71
nov.	34,78	218,87					37,18	233,97
déc.	28,09	176,77					30,48	191,81
1991								
janv.	25,17	158,39					27,60	173,69
fév.	20,08	126,36					22,51	141,66

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

Nota :
(a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête des puits, figurant sur ce tableau, a été calculé à partir du prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 3,96$/m³ (63 cents le baril).
(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête des puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal. Ces frais se chiffraient à 15,30$/m³ (2,43$/b), le 1er février 1991.

A6 Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région en dollars par mètre cube(1)

	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec(2)	Région de l'Atlantique(2)	Total Canada
1989						
sept.	136,15	131,32	140,14	130,97	130,31	134,08
oct.	137,47	135,36	140,64	139,30	142,24	138,31
nov.	140,16	136,16	143,08	141,94	142,88	140,71
déc.	141,37	139,97	142,98	145,51	147,42	143,29
1990						
janv.	146,03	151,03	150,18	150,39	157,84	151,14
fév.	155,75	155,10	159,15	158,32	163,60	158,82
mars	156,24	141,95	159,62	146,40	150,06	150,30
avril	147,87	119,88	146,72	136,97	138,51	135,82
mai	131,48	118,39	130,57	130,35	125,30	126,46
juin	124,97	109,43	131,24	117,05	115,59	119,85
juil.	119,83	114,71	124,09	114,11	113,80	117,51
août	141,05	177,16	138,55	147,30	163,35	154,70
sept.	188,38	223,35	186,29	208,97	231,49	207,11
oct.	231,43	240,01	234,57	256,62	269,04	244,29
nov.	239,10	219,93	243,74	264,18	270,51	243,59
déc.	216,36	179,73	223,05	227,74	227,61	213,93

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

(1) La variation de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences de qualité et au temps écoulé entre l'achat et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné à Montréal sont le résultat des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confidentiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

A7 Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton en dollars par mètre cube(1)

	Vancouver	Regina	Sarnia	Toronto	Montréal
1989					
sept.	6,72	2,25	7,54	8,24	9,89
oct.	6,72	2,25	7,52	8,21	9,87
nov.	6,72	2,25	7,50	8,20	9,85
déc.	6,72	2,25	7,48	8,17	9,83
1990					
janv.	6,39	2,25	7,52	8,21	9,85
fév.	6,39	2,25	7,60	8,29	9,94
mars	6,39	2,25	7,54	8,23	9,88
avril	7,07	2,76	8,27	9,10	11,03
mai	8,42	2,76	8,30	9,13	11,06
juin	8,42	2,76	8,29	9,12	11,05
juil.	8,42	2,76	8,24	9,07	11,00
août	8,42	2,76	8,24	9,07	10,99
sept.	8,42	2,76	8,30	9,13	11,06
oct.	8,42	2,76	8,32	9,15	11,07
nov.	8,42	2,76	8,32	9,15	11,07
déc.	8,42	2,76	8,29	9,12	11,04

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

(1) Comprend les tarifs des pipe-lines et les pertes inhérentes aux pipe-lines, mais ne comprend pas les frais de transport par camion.

A8 Coût d'acquisition et prix des produits au Canada en cents par litre

	Revenu unitaire moyen en fonction des ventes totales de produits pétroliers[1]	Coût unitaire moyen d'acquisition pour les raffineries (délai de 60 jours)[2]	Différence (pour couvrir les frais et les bénéfices du raffinage et de la commercialisation plus la marge bénéficiaire du détaillant)
1985			
déc.	33,74	23,47	10,27
1986			
déc.	23,34	12,50	10,84
1987			
déc.	24,99	15,45	9,54
1988			
janv.	24,43	15,46	8,97
fév.	23,98	14,69	9,29
mars	23,63	13,80	9,83
avril	23,31	13,20	10,11
mai	22,88	12,41	10,47
juin	22,62	12,43	10,19
juil.	22,84	12,71	10,13
août	22,16	12,41	9,75
sept.	21,81	11,61	10,20
oct.	21,61	11,43	10,18
nov.	21,67	11,06	10,61
déc.	20,67	10,38	10,29
1989			
janv.	21,22	10,03	11,19
fév.	21,75	10,55	11,20
mars	22,05	11,79	10,26
avril	22,44	12,56	9,88
mai	23,35	13,16	10,19
juin	23,36	14,11	9,25
juil.	23,71	14,46	9,25
août	23,55	14,38	9,17
sept.	23,48	14,25	9,23
oct.	23,19	13,49	9,70
nov.	23,39	13,41	9,98
déc.	23,27	13,83	9,44
1990			
janv.	24,30	14,07	10,23
fév.	25,00	14,33	10,67
mars	25,12	15,11	10,01
avril	24,96	15,88	9,08
mai	25,32	15,03	10,29
juin	24,87	13,58	11,29
juil.	24,36	12,65	11,71
août	24,52	11,99	12,53
sept.	25,95	11,75	14,20
oct.	29,20	15,47	13,73
nov.	32,40	20,71	11,69
déc.	33,20	24,42	8,78

Sources :
(1) Statistique Canada, Division des prix
(2) Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole et du gaz

A9 Moyenne des prix nets de certains produits pétroliers importants par catégorie commerciale et par région en cents par litre[1]

	1989	1990	Variation[2]
Essence ordinaire sans plomb – vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	28,3	31,6	3,3
Québec	28,2	32,6	4,4
Ontario	25,4	29,0	3,6
Prairies	26,4	31,0	4,6
Région du Pacifique	28,3	33,5	5,2
Total Canada	26,7	30,8	4,1
Carburant diesel – catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	21,2	24,2	3,0
Québec	19,6	22,9	3,3
Ontario	19,6	22,8	3,2
Prairies	19,6	22,6	3,0
Région du Pacifique	20,1	23,1	3,0
Total Canada	19,8	22,9	3,1
Mazout léger – vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	26,4	31,0	4,6
Québec	24,9	29,3	4,4
Ontario	27,2	32,5	5,3
Région du Pacifique	27,4	31,5	4,1
Total Canada	26,3	31,1	4,8
Mazout lourd #6 – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	11,8	12,6	0,8
Québec	10,3	12,0	1,7
Ontario	11,8	13,7	1,9
Région du Pacifique	10,7	11,9	1,2
Total Canada	11,9	13,6	1,7
Total des produits pétroliers[3] – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	22,3	24,9	2,6
Québec	21,4	24,3	2,9
Ontario	22,8	25,8	3,0
Prairies	23,7	27,5	3,8
Région du Pacifique	24,4	28,0	3,6
Total Canada	22,9	26,1	3,2

Source:
Statistique Canada, Division des prix

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculées à partir des données sur le volume et le revenu des ventes. Ces données proviennent d'une étude menée auprès des grandes raffineries et portent sur un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes fédérales d'accise et de vente et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.

(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.

(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

A10 Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés

	1989		1990	
	Prix cents le litre	Part du marché[1] %	Prix cents le litre	Part du marché[1] %
Essence super sans plomb				
Québec	22,7	12,3	26,2	16,0
Ontario	22,2	13,3	26,2	14,1
Prairies	21,1	5,8	23,8	10,0
Essence ordinaire sans plomb				
Québec	19,7	15,5	23,0	17,1
Ontario	20,2	24,2	23,6	23,9
Prairies	20,5	10,0	23,0	11,3
Essence ordinaire[2]				
Québec	19,2	20,1	s/o	s/o
Ontario	19,4	23,3	s/o	s/o
Prairies	17,9	14,7	s/o	s/o
Carburant diesel				
Québec	18,5	17,3	21,0	15,8
Ontario	18,3	12,9	20,8	11,4
Mazout léger				
Québec	17,6	27,4	20,2	27,2
Ontario	18,0	31,8	21,2	32,2
Pacifique	20,7	17,8	23,7	15,5

Source :
Statistique Canada, Division des prix

(1) Estimation de la part du marché des ventes des raffineurs déclarants, à l'exception des importations.

(2) Pour 1990, 13,5 % de l'essence ordinaire avec plomb a été vendue, au Canada seulement, aux revendeurs privés au prix moyen de 20,6 cents le litre.

A11 Volumes des ventes de produits pétroliers: raffineurs et distributeurs

en millions de mètres cubes

	Nationales			Régionales			Total		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Produits propres	49,2	46,2	– 6	22,5	22,5	–	71,8	68,7	– 4
Produits lourds et spécialisés	11,4	11,9	4	5,7	6,7	19	17,0	18,6	9
Total des ventes	**60,6**	**58,0**	**– 4**	**28,2**	**29,2**	**4**	**88,8**	**87,3**	**– 2**
moins:									
Exportations	3,2	3,3	4	3,1	4,6	47	6,3	7,9	26
Ventes brutes au Canada	**57,4**	**54,7**	**– 5**	**25,1**	**24,6**	**– 2**	**82,5**	**79,3**	**– 4**
moins:									
Ventes à d'autres raffineurs	0,7	–	– 100	0,5	0,1	– 86	1,2	0,1	– 94
Ventes nettes au Canada	**56,7**	**54,7**	**– 4**	**24,6**	**24,5**	**–**	**81,3**	**79,3**	**– 3**

A12 Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment en millions de dollars

	1989	1990	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	274	806	531	194
Aval	300	293	– 7	– 2
Autres activités au Canada	– 66	– 80	– 15	–
Activités à l'étranger	– 24	33	57	–
Total, sociétés sous contrôle canadien	**484**	**1 051**	**567**	**117**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	384	952	568	148
Aval	625	637	12	2
Autres activités au Canada	– 277	– 334	– 57	–
Activités à l'étranger	117	114	– 3	– 2
Total, sociétés sous contrôle étranger	**849**	**1 369**	**520**	**61**
Total de l'industrie				
Amont	659	1 758	1 099	167
Aval	925	930	5	1
Autres activités au Canada	– 342	– 414	– 72	–
Activités à l'étranger	92	147	55	59
Total global	**1 333**	**2 420**	**1 087**	**81**

A13 Taux de rendement : Industrie pétrolière canadienne en pourcentage

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Moyenne de cinq ans se terminant en 1989	1990
De la moyenne du capital utilisé								
Amont								
Sociétés sous contrôle canadien	9,7	– 4,2	4,9	4,4	2,9	5,3	3,5	2,7
Sociétés sous contrôle étranger	9,4	3,9	9,0	3,0	3,2	4,4	5,7	4,7
Total de l'industrie	9,5	– 1,0	6,6	3,6	3,0	4,8	4,4	3,4
Aval[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	– 1,8	5,9	3,9	6,8	4,6	5,0	3,9	5,2
Sociétés sous contrôle étranger	3,2	7,5	8,2	9,3	6,6	6,8	7,0	7,7
Total de l'industrie*	1,4	6,8	6,4	8,3	5,8	6,2	5,7	6,7
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	4,8	– 4,6	4,8	4,7	3,6	5,4	2,6	2,8
Sociétés sous contrôle étranger	7,2	4,4	8,4	5,0	4,2	4,8	5,8	5,4
Total de l'industrie	5,8	– 0,9	6,4	4,8	3,9	5,1	4,0	3,9
*Memo: Raffineurs/comm. nationaux	1,2	6,6	5,9	6,7	5,4	5,0	5,2	5,9
Raffineurs/comm. nationaux	2,8	7,4	7,7	12,0	6,5	8,6	7,3	8,4
De la moyenne de l'avoir propre								
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	5,5	– 19,9	5,2	5,1	2,5	5,6	– 0,3	– 0,3
Sociétés sous contrôle étranger	11,0	5,9	12,6	6,0	4,0	6,5	7,9	7,0
Total de l'industrie	8,2	– 7,5	8,9	5,5	3,3	6,1	3,7	3,2

Nota :

(a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), "Autres activités au Canada" et les activités à l'étranger.

A14 Taux de rendement : Industries non financières excluant le pétrole

en pourcentage

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Moyenne de cinq ans se terminant en 1989	Moyenne de cinq ans se terminant en 1990
Rendement de l'avoir propre des actionnaires[a]								
Industries non financières excluant le pétrole	10,9	11,2	12,8	14,5	11,4	5,1	12,2	11,0
Industrie pétrolière[b]	4,4	– 12,5	6,8	7,3	4,6	5,5	2,1	2,3
Rendement du capital utilisé[c]								
Industries non financières excluant le pétrole	9,3	9,1	9,8	10,4	9,0	5,8	9,5	8,8
Industrie pétrolière[b]	3,4	– 0,8	5,5	7,6	4,7	5,0	5,2	4,4

Source: Statistique Canada 61-008, Trimestriel des sociétés industrielles.

Nota :

(a) Le rendement de l'avoir propre des actionnaires se définit comme le profit net après impôts et frais extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne de l'avoir propre des actionnaires. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure est souvent utilisée pour comparer le rendement de sociétés de taille et de type différents.

(b) Comprend aussi les activités de vente en gros et au détail, le forage contractuel, les pipe-lines de pétrole et les autres services liés aux produits pétroliers et gaziers.

(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les montants des bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été ajustés en additionnant l'intérêt versé sur les emprunts après impôts.

A15 Taux de réinvestissement en pourcentage

	Total[a]		En amont[b]		En amont[c] et en aval	
	1989	1990	1989	1990	1989	1990
Sociétés intégrées et raffineurs	83	75	72	54	71	56
Producteurs de pétrole et de gaz						
Grands producteurs	73	77	72	71	70	70
Petits producteurs	116	121	124	125	124	125
Total, producteurs de pétrole et de gaz	88	93	89	90	87	90
Total de l'industrie	**86**	**86**	**84**	**78**	**80**	**75**
Sous contrôle canadien	97	100	95	96	91	92
Sous contrôle étranger	78	76	76	65	72	63

Nota :

(a) Le total des dépenses en capital (excluant les subventions d'encouragement) est exprimé en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si cette évolution avait été incluse, le taux de réinvestissement aurait été de 100 % en 1990, comparativement à 92 % en 1989.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont au Canada (excluant les subventions d'encouragement), exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses nettes en capital amont et aval ('liées au pétrole') effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

A16 Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région en millions de dollars

	1989	1990	Variation %
Terres provinciales			
Colombie-Britannique	333	474	42
Alberta	1 674	1 819	9
Saskatchewan	110	130	18
Autres provinces	8	8	4
Total, terres provinciales	**2 125**	**2 431**	**14**
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	241	57	– 76
Est du Labrador	83	76	– 8
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	19	26	35
Autres terres du Canada	63	44	– 31
Total, terres du Canada	**406**	**203**	**– 50**
Total, Canada	**2 531**	**2 634**	**4**

A17 Puits achevés et mètres de forage au Canada

	Exploration			Mise en valeur		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Puits achevés en nombre de puits						
Colombie-Britannique	87	135	55	121	144	19
Alberta	1 837	2 166	18	1 983	1 876	– 5
Saskatchewan	432	394	– 9	991	964	– 3
Autres provinces	60	61	2	86	123	43
Nord du Canada[a]	5	16	220	–	–	–
Zones extracôtières[b]	2	1	– 50	–	–	–
Total	**2 423**	**2 773**	**14**	**3 181**	**3 107**	**– 2**
Mètres de forage en milliers						
Colombie-Britannique	157	242	54	216	216	–
Alberta	2 588	2 968	15	2 113	2 132	1
Saskatchewan	344	398	16	753	834	11
Autres provinces	50	44	– 12	58	89	53
Nord du Canada[a]	10	23	– 130	–	–	–
Zones extracôtières[b]	7	3	– 57	–	–	–
Total	**3 156**	**3 678**	**17**	**3 140**	**3 271**	**4**

Source:
Oilweek, le 18 février 1991

Nota:
(a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèle, y compris la Baie d'Hudson.
(b) Les régions extracôtières situées au large des côtes Est et Ouest.

A18 Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant intérêts et impôts en 1990 en millions de dollars[a]

	(1) Bénéfices avant intérêts et impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Couverture de l'intérêt fois
Sociétés intégrées et raffineurs	**3 414**	**1 201**	**2,8**
Producteurs de pétrole et de gaz			
Grands producteurs	2 293	876	2,6
Petits producteurs	1 032	528	2,0
Total, producteurs de pétrole et de gaz	3 326	1 404	2,4
Total de l'industrie	**6 739**	**2 605[b]**	**2,6**
Sous contrôle canadien	2 815	1 237	2,3
Sous contrôle étranger	3 924	1 368	2,9

Nota :
(a) Les données de la colonne 1 représentent le total des bénéfices de l'ensemble des activités avant impôts et paiements d'intérêt, alors que la colonne 2 indique le total des frais d'intérêt subis (dépensés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.
(b) En plus de 2,5 milliards de dollars de frais d'intérêt dépensés en 1990, il y a eu capitalisation de 140 millions de dollars.

A19 Paiements de dividendes

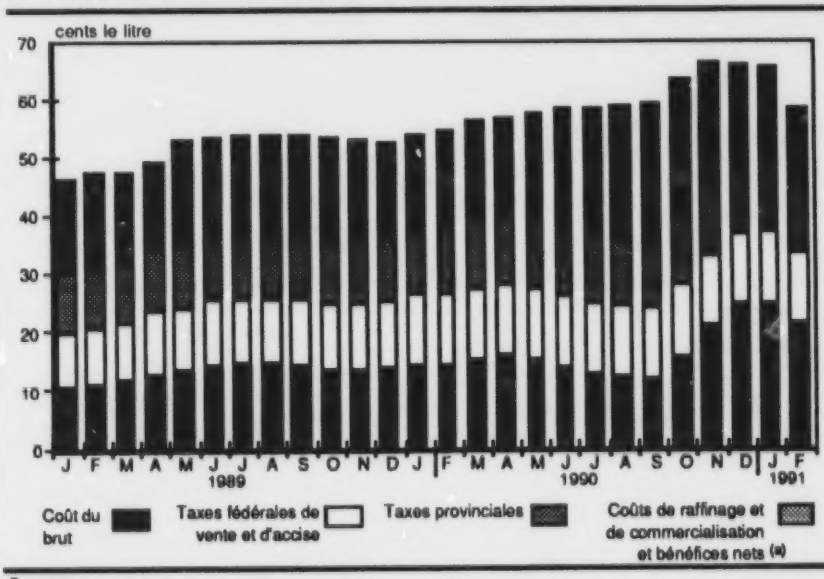
	1989	1990	1989	1990
	en millions de dollars		en pourcentage des bénéfices nets[a]	
Sociétés intégrées et raffineurs	**771**	**703**	**69**	**49**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Grands producteurs	436	811	164	129
Petits producteurs	156	152	– 279	42
Total, producteurs de pétrole et de gaz	592	963	281	97
Total de l'industrie	**1 363**	**1 666**	**102**	**69**
Sous contrôle canadien	554	640	114	61
Sous contrôle étranger	809	1 026	95	75

Nota:
(a) Obtenus en divisant les dividendes payés par chaque groupe de sociétés, par leurs bénéfices nets tirés de l'ensemble des activités (annexes B1 à 7 et B10).

A20 **État des revenus et dépenses de 1981 à 1990** en pourcentage des revenus

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Amont										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Redevances et autres paiements	29	27	26	24	23	19	17	16	16	16
TRPG et autres taxes	6	9	8	8	7	3	–	–	–	–
Frais d'intérêt	–	7	6	6	6	10	9	9	7	6
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	20	19	18	18	20	32	29	38	37	33
Impôts sur le revenu courants	8	8	11	11	11	5	6	–	2	5
Ressources d'autofinancement	30	26	31	32	34	32	38	37	37	39
Dépréciation, épuisement et amortissement	8	8	12	10	11	25	20	24	24	22
Autres frais hors caisse	9	5	4	4	4	7	5	9	6	6
Impôts sur le revenu reportés	5	5	5	6	6	–	2	1	3	3
Gains extraordinaires	–	–	–	–	– 1	– 12	1	1	–	–
Bénéfices nets	9	9	11	11	12	– 11	11	5	4	9
Aval										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Taxes de ventes, d'accise et autres taxes	6	6	6	6	7	11	15	16	17	16
Coût des marchandises vendues	75	80	83	80	79	68	64	58	59	61
Frais d'intérêt	–	1	1	1	1	–	–	–	1	1
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	9	10	10	9	10	13	13	14	15	14
Impôts sur le revenu courants	3	– 1	– 1	–	–	2	2	3	2	2
Ressources d'autofinancement	7	4	3	3	3	6	6	9	7	6
Dépréciation, épuisement et amortissement	1	2	2	2	3	2	3	3	3	3
Autres frais hors caisse	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôts sur le revenu reportés	1	1	1	–	–	–	–	1	–	–
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	– 1	–	–	–	–
Bénéfices nets	4	1	–	1	1	3	3	5	3	3

A21 **Prix moyen au détail de l'essence au Canada** par élément



Source:
Direction du pétrole et du gaz d'ÉMR

Nota:
(a) Les coûts et les profits de raffinage et de commercialisation (R et C) représentent le bénéfice résiduel disponible pour recouvrer les coûts liés au raffinage, à la commercialisation, au transport et à la distribution et pour permettre un rendement sur l'investissement et une marge bénéficiaire au détaillant.

A22 **Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et par type d'activité** en pourcentage

	Participation		Contrôle	
	1989	1990	1989	1990
Revenus liés au pétrole[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	43,9	44,6	30,6	32,6
Producteurs de pétrole et de gaz naturel	47,7	48,6	51,5	53,2
Total, industrie	**44,9**	**45,7**	**36,1**	**38,1**
Revenus du secteur amont				
Sociétés intégrées et raffineurs	39,9	39,0	19,4	20,5
Producteurs de pétrole et de gaz naturel	45,2	46,4	48,8	51,0
Total, industrie	**43,4**	**44,0**	**39,0**	**40,9**
Autres moyens de mesure				
Revenus				
Gaz naturel	46,2	44,0	44,2	42,5
Pétrole brut	43,3	43,5	37,0	39,1
Aval	45,8	46,7	34,4	36,4
Dépenses d'exploration	**49,4**	**52,1**	**46,8**	**53,3**
Total des actifs au Canada	**48,7**	**49,2**	**42,7**	**44,5**

Nota:
(a) Beaucoup de sociétés sont engagées dans des activités qui ne sont pas liées au domaine du pétrole et qui ne sont donc pas indiquées ici. Les revenus des activités amont et aval ont été utilisés à titre de substitut pour des données plus spécifiques réflétant chaque aspect de l'industrie canadienne du pétrole.

A23 **Dépenses de recherche et développement internes** en millions de dollars

	1989			1990		
	Fonds des sociétés[a]	Fonds du gouvernement	Total	Fonds des sociétés	Fonds du gouvernement	Total
Amont						
Exploration et production classique	52,7	0,1	52,8	37,7	0,1	37,8
Recouvrement	6,4	–	6,4	10,4	0,1	10,5
Bitume						
Extraction en surface	9,7	2,2	11,9	24,8	4,4	29,2
In-situ	19,1	3,5	22,6	32,8	2,7	35,5
Total du bitume	28,8	5,8	34,6	57,6	7,1	64,7
Total amont	87,9	5,9	93,8	105,7	7,3	113,0
Raffinage	63,9	0,1	64,0	62,2	0,1	62,3
Autres						
Autres domaines liés à l'énergie	22,6	1,0	23,6	6,8	0,3	7,2
Autres domaines non énergétiques	5,3	0,2	5,5	2,8	0,6	3,4
Total, autres domaines	27,9	1,3	29,1	9,7	0,9	10,6
Total des dépenses	**179,7**	**7,2**	**186,9**	**177,6**	**8,3**	**185,8**

Nota:
(a) Les fonds des sociétés comprennent les fonds internes, les fonds provenant des filiales et des sociétés affiliées, ainsi que d'autres fonds de travaux effectués à contrat par l'entreprise énergétique déclarante.

Annexe B
Ensemble des résultats de l'Examen

B1

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars
Ensemble de l'industrie

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	17509	20564	17,4	29031	33438	15,2	2613	2344	-10,3	1552	2041	31,5	50704	58387	15,2
Redevances et autres paiements	2733	3212	17,5	0	0	–	0	0	–	0	0	–	273 3	3212	17,5
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	4961	5431	11,7	4	13	227,2	108	154	42,6	4973	5599	12,6
Recettes nettes après redevances et taxes	14776	17352	17,4	24170	28007	15,9	2609	2331	-10,6	1444	1887	30,7	42998	49577	15,3
Coût des biens vendus	0	0	–	17149	20379	18,8	1207	1370	13,5	367	692	88,5	18723	22441	19,9
Frais d'intérêt	1306	1254	-4,0	303	339	11,7	892	806	-9,6	37	65	74,5	2539	2465	-2,9
Frais d'exploitation	6371	6701	5,2	4121	4644	12,7	893	1103	23,5	357	401	12,2	11743	12849	9,4
Frais de R–D (excluant sables)	65	64	-2,2	98	99	1,4	1	1	-43,1	9	8	-9,8	173	172	-0,8
Autres frais	121	118	-2,4	-2	-3	–	36	38	4,8	5	8	64,6	160	161	0,9
Frais de R–D des sables pétrolifères	42	47	12,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	42	47	12,5
Dépenses E&M	1097	1155	5,2	0	0	–	37	32	-13,4	111	107	-3,8	1245	1294	3,9
Dépréciation	1172	1075	-8,3	807	978	21,1	130	287	120,1	61	67	11,0	2171	2407	10,9
Épuisement	2301	2492	8,3	0	0	–	15	17	12,6	253	268	6,1	2569	2778	8,1
Amortissement	653	1004	53,7	30	18	-42,4	118	-334	–	45	2	-96,1	846	689	-18,6
Frais non monétaires et E&M	5266	5773	9,6	838	995	18,8	301	2	-99,2	469	444	-5,3	6874	7215	5,0
Revenu avant impôts	1647	3442	109,0	1663	1553	-6,6	-722	-989	–	200	269	34,8	2787	4275	53,4
Impôt fédéral[1]	408	903	121,5	426	467	9,6	-233	-178	–	77	93	20,3	679	1285	89,4
Impôts provinciaux	-40	228	0,0	167	177	6,5	-130	-113	–	1	2	204,8	-2	295	–
Impôts courants	368	1131	207,2	593	645	8,7	-363	-291	–	78	95	22,0	676	1580	133,6
Revenu après impôts courants	1279	2311	80,7	1070	908	-15,1	-359	-698	–	122	174	43,1	2111	2695	27,7
Impôts reportés	443	519	17,2	77	-20	–	-54	-287	–	38	39	2,3	503	251	-50,1
Bénéfices nets après impôts	836	1792	114,3	993	928	-6,5	-305	-411	–	84	135	61,4	1608	2444	52,0
Postes extraordinaires	-177	-34	–	-69	2	–	-37	-3	–	9	12	37,0	-274	-24	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	658	1758	166,9	925	930	0,6	-342	-414	–	92	147	59,1	1333	2420	81,5
Ressources d'autofinancement	6544	8083	23,5	1908	1903	-0,2	-58	-695	–	591	618	4,6	8984	9909	10,3

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B2

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars
Sociétés intégrées et raffineurs

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	5899	6802	15,3	28412	32799	15,4	1510	1480	-2,0	284	385	35,6	36105	41465	14,8
Redevances et autres paiements	855	957	12,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	855	957	12,0
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	4861	5431	11,7	4	13	210,9	0	1	–	4866	5445	11,9
Recettes nettes après redevances et taxes	5044	5844	15,9	23551	27368	16,2	1506	1467	-2,6	284	384	35,3	30384	35063	15,4
Coût des biens vendus	0	0	–	16912	20116	18,9	1147	1187	3,5	209	324	55,0	18268	21627	18,4
Frais d'intérêt	80	41	-49,3	274	311	13,6	774	742	-4,2	0	20	–	1129	1113	-1,4
Frais d'exploitation	2365	2435	3,0	3909	4415	13,0	265	564	112,4	25	33	33,6	6564	7447	13,5
Frais de R-D (excluant sables)	48	57	17,2	98	99	1,4	0	0	-18,0	0	0	–	147	156	6,5
Autres frais	13	8	-40,7	-3	-3	–	6	46	–	0	0	–	16	51	211,4
Frais de R-D des sables pétrolifères	19	28	50,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	19	28	50,0
Dépenses E&M	325	359	10,4	0	0	–	18	5	-73,3	38	38	-1,3	381	402	5,3
Dépréciation	385	310	-19,6	747	914	22,5	56	185	229,7	2	3	96,2	1190	1413	18,7
Épuisement	363	300	-17,4	0	0	–	1	1	-15,9	13	16	21,7	378	317	-16,0
Amortissement	313	490	56,5	31	19	-38,8	-50	-290	–	7	-11	–	301	208	-30,9
Frais non monétaires et E&M	1406	1487	5,8	778	934	20,0	25	-99	–	60	46	-22,9	2269	2368	4,4
Revenu avant impôts	1132	1817	60,6	1583	1495	-5,5	-712	-972	–	-11	-40	–	1992	2300	15,5
Impôt fédéral[1]	277	454	63,7	431	456	5,7	-255	-175	–	7	11	51,3	460	746	62,0
Impôts provinciaux	117	197	68,5	161	172	7,2	-131	-107	–	0	4	–	147	267	82,1
Impôts courants	394	651	65,1	592	628	6,1	-387	-282	–	7	15	108,0	607	1013	66,9
Revenu après impôts courants	738	1166	58,1	991	867	-12,5	-326	-690	–	-18	-55	–	1385	1288	-7,0
Impôts reportés	87	118	34,9	55	-23	–	-1	-232	–	-2	-6	–	140	-143	–
Bénéfices nets après impôts	650	1048	61,2	936	891	-4,8	-325	-459	–	-16	-49	–	1245	1431	14,9
Postes extraordinaires	0	0	–	-69	2	–	-54	-3	–	0	0	–	-122	-1	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	650	1048	61,2	867	892	2,9	-379	-462	–	-16	-49	–	1123	1429	27,3
Ressources d'autofinancement	2143	2653	23,8	1769	1801	1,8	-300	-790	–	42	-9	–	3654	3655	–

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B3

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars

Petits producteurs de pétrole et de gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	3712	4661	25,6	40	41	1,9	271	257	–4,9	481	575	19,5	4504	5534	22,9
Redevances et autres paiements	637	828	30,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	637	828	30,1
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	0	0	–	0	0	–	32	55	75,1	32	56	76,9
Recettes nettes après redevances et taxes	3075	3833	24,6	40	41	1,9	271	257	–5,1	449	520	15,6	3836	4650	21,2
Coût des biens vendus	0	0	–	0	0	–	3	3	10,3	0	0	–	3	3	10,3
Frais d'intérêt	449	474	5,7	3	0	–97,7	35	37	7,9	8	5	–39,2	494	516	4,5
Frais d'exploitation	1166	1329	13,9	29	39	31,4	129	161	24,1	161	172	7,0	1486	1701	14,4
Frais de R-D (excluant sables)	0	1	206,5	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	1	213,5
Autres frais	96	85	–11,1	1	0	–99,8	15	2	–89,0	6	6	7,2	117	93	–20,8
Frais de R-D des sables pétrolifères	2	1	–28,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	2	1	–28,0
Dépenses E&M	118	134	13,5	0	0	–	0	0	–	1	0	–41,3	118	134	13,2
Dépréciation	195	215	10,4	6	6	2,1	15	16	5,2	14	18	24,3	230	255	10,7
Épuisement	1010	1208	19,6	0	0	–	0	0	–	106	121	13,8	1116	1329	19,0
Amortissement	66	71	7,1	1	0	–60,6	12	5	–56,3	35	25	–27,5	114	102	–10,8
Frais non monétaires et E&M	1391	1629	17,1	7	6	–7,2	27	21	–22,3	156	164	5,3	1580	1820	15,2
Revenu avant impôts	–27	315	–	0	–4	–	61	33	–46,5	119	172	44,4	154	516	235,1
Impôt fédéral[1]	49	67	37,5	0	0	–	18	16	–11,4	35	37	5,8	102	120	17,7
Impôts provinciaux	–149	–96	–	0	0	–	1	–1	–	0	0	–	–148	–97	–
Impôts courants	–100	–29	–	0	0	–	19	15	–21,1	35	37	6,6	–46	23	–
Revenu après impôts courants	74	344	368,3	–0	–4	–	42	18	–58,0	85	135	60,0	200	493	146,7
Impôts reportés	43	124	187,8	0	0	–	–2	–8	–	5	19	249,5	46	135	191,7
Bénéfices nets après impôts	30	220	–	–0	–4	–	44	26	–41,8	79	117	47,0	154	358	133,1
Postes extraordinaires	–219	5	–	0	0	–	–1	0	–	11	0	–100,0	–210	5	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	–189	225	–	–0	–4	–	43	26	–40,0	90	117	29,1	–56	363	–
Ressources d'autofinancement	1464	1973	34,8	7	2	–67,3	69	39	–43,9	240	299	24,6	1780	2314	30,0

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B4

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars
Grands producteurs de pétrole et de gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	7897	9101	15,2	579	598	3,4	832	607	-27,0	787	1081	37,4	10095	11387	12,8
Redevances et autres paiements	1241	1426	14,9	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1241	1426	14,9
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	0	0	–	0	0	–	76	97	28,0	76	97	28,0
Recettes nettes après redevances et taxes	6657	7675	15,3	579	598	3,4	832	607	-27,0	711	984	38,4	8778	9864	12,4
Coût des biens vendus	0	0	–	236	263	11,3	58	180	212,1	158	368	132,8	452	811	79,4
Frais d'intérêt	777	739	-4,9	26	28	6,1	83	27	-67,1	30	41	37,1	916	835	-8,8
Frais d'exploitation	2840	2937	3,4	183	191	3,9	498	379	-24,0	171	195	13,9	3693	3702	0,2
Frais de R-D (excluant sables)	17	7	-60,8	0	0	–	1	0	-66,4	9	8	-9,8	26	15	-43,8
Autres frais	12	25	104,6	0	0	–	15	-9	–	-1	2	–	26	18	-33,0
Frais de R-D des sables pétrolifères	21	17	-18,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	21	18	-17,7
Dépenses E&M	655	662	1,2	0	0	–	19	28	42,1	72	68	-4,9	746	758	1,7
Dépréciation	592	550	-7,1	55	57	4,0	59	86	45,5	45	47	3,7	751	740	-1,5
Épuisement	928	984	6,1	0	0	–	14	16	14,9	133	131	-1,7	1075	1132	5,2
Amortissement	274	443	61,7	-2	-2	–	155	-50	–	3	-12	–	431	379	-12,0
Frais non monétaires et E&M	2469	2657	7,6	53	55	3,9	248	80	-67,6	254	234	-7,7	3024	3026	0,1
Revenu avant impôts	542	1310	141,8	79	61	-22,7	-71	-50	–	91	137	50,3	641	1458	127,4
Impôt fédéral[1]	82	383	365,4	-5	11	–	4	-20	–	35	45	28,0	117	420	259,4
Impôts provinciaux	-8	127	–	6	5	-11,3	1	-5	–	1	-2	–	-1	125	–
Impôts courants	74	510	–	1	16	–	5	-25	–	36	43	19,3	116	545	370,6
Revenu après impôts courants	468	800	71,1	79	45	-42,9	-76	-25	–	55	94	70,6	525	914	73,9
Impôts reportés	312	277	-11,4	21	3	-86,4	-51	-47	–	34	26	-24,2	317	259	-18,3
Bénéfices nets après impôts	155	523	236,8	58	42	-26,9	-25	22	–	21	68	227,9	209	655	213,6
Postes extraordinaires	42	-39	–	0	0	–	18	0	-100,0	-2	12	–	58	-27	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	197	485	145,8	58	42	-26,9	-6	22	–	18	79	337,0	267	628	135,5
Ressources d'autofinancement	2937	3457	17,7	132	100	-24,0	172	55	-68,0	309	328	6,3	3550	3940	11,0

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B5

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars

Total des producteurs de pétrole et de gaz

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	11609	13762	18,5	619	639	3,3	1103	864	-21,6	1268	1656	30,6	14599	16922	15,9
Redevances et autres paiements	1878	2254	20,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1878	2254	20,1
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	0	0	–	0	0	–	108	153	41,8	108	153	42,3
Recettes nettes après redevances et taxes	9732	11508	18,2	619	639	3,3	1103	864	-21,6	1160	1503	29,6	12614	14514	15,1
Coût des biens vendus	0	0	–	236	263	11,3	61	183	202,4	158	368	132,8	455	814	78,9
Frais d'intérêt	1225	1213	-1,0	30	28	-5,8	118	65	-45,0	37	45	21,6	1410	1351	-4,2
Frais d'exploitation	4006	4267	6,5	213	229	7,7	628	539	-14,1	332	368	10,6	5179	5402	4,3
Frais de R-D (excluant sables)	17	7	-57,6	0	0	–	1	0	-63,7	9	8	-9,8	26	15	-41,8
Autres frais	108	110	2,2	1	0	-99,8	30	-8	–	5	8	69,7	144	111	-23,0
Frais de R-D des sables pétrolifères	23	19	-18,9	0	0	–	0	0	–	0	0	–	23	19	-18,3
Dépenses E&M	772	796	3,0	0	0	–	19	28	42,1	73	69	-5,2	864	892	3,2
Dépréciation	787	765	-2,8	61	63	3,8	74	102	37,3	59	64	8,6	981	995	1,4
Épuisement	1938	2192	13,1	0	0	–	14	16	14,9	240	252	5,2	2192	2461	12,3
Amortissement	340	514	51,1	-1	-2	–	168	-44	–	38	13	-65,9	545	481	-11,8
Frais non monétaires et E&M	3860	4286	11,0	60	62	2,7	276	102	-63,1	409	398	-2,7	4605	4847	5,3
Revenu avant impôts	515	1625	215,4	80	58	-27,7	-10	-17	–	210	309	47,0	795	1974	148,3
Impôt fédéral[1]	131	450	243,6	-5	12	–	23	-3	–	70	82	17,0	219	540	146,8
Impôts provinciaux	-157	31	–	6	5	-11,9	1	-6	–	1	-2	–	-149	28	–
Impôts courants	-26	480	–	1	17	–	24	-10	–	71	80	13,0	70	567	–
Revenu après impôts courants	541	1144	111,5	78	41	-48,0	-34	-8	–	140	229	64,1	725	1407	93,9
Impôts reportés	355	401	12,8	21	3	-85,4	-53	-55	–	40	45	13,0	363	394	8,5
Bénéfices nets après impôts	186	743	300,3	57	38	-34,1	20	47	143,1	100	184	84,5	363	1013	179,5
Postes extraordinaires	-177	-34	–	0	0	–	17	0	-100,0	9	12	37,0	-152	-22	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	8	709	–	57	38	-34,1	37	47	29,8	108	196	80,7	211	991	370,3
Ressources d'autofinancement	4401	5430	23,4	138	102	-26,0	242	94	-61,1	549	627	14,3	5330	6254	17,3

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B6

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars
Sociétés sous contrôle canadien

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	6948	8415	21,1	10075	12156	20,7	1702	1608	-5,5	634	767	20,9	19358	22946	18,5
Redevances et autres paiements	991	1229	24,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	991	1229	24,0
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	1681	2020	20,2	4	13	207,1	51	72	40,6	1737	2105	21,2
Recettes nettes après redevances et taxes	5957	7186	20,6	8394	10136	20,8	1697	1595	-6,0	583	695	19,2	16631	19612	17,9
Coût des biens vendus	0	0	–	5896	7590	28,7	1086	1115	2,6	94	142	50,9	7076	8847	25,0
Frais d'intérêt	611	692	13,2	202	163	-19,0	266	297	11,6	15	42	171,7	1095	1194	9,1
Frais d'exploitation	2578	2806	8,8	1432	1494	4,3	375	381	1,6	150	173	15,4	4534	4853	7,0
Frais de R-D (excluant sables)	2	0	-100,0	0	11	–	0	0	–	0	0	–	2	11	–
Autres frais	48	56	17,3	3	4	21,9	17	3	-82,0	12	9	-23,5	81	73	-9,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	4	2	-44,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	4	2	-44,3
Dépenses E&M	221	264	19,4	0	0	–	10	11	7,5	89	88	-1,6	320	362	13,2
Dépréciation	534	483	-9,7	344	419	21,7	42	51	22,9	54	59	8,8	974	1011	3,8
Épuisement	1256	1469	17,0	0	0	–	9	6	-36,1	130	113	-12,7	1395	1588	13,9
Amortissement	59	85	44,9	10	-8	–	1	-23	–	28	-5	–	98	49	-49,8
Frais non monétaires et E&M	2073	2303	11,1	354	411	16,1	61	44	-28,2	302	255	-15,4	2791	3013	8,0
Revenu avant impôts	644	1329	106,3	507	463	-8,7	-108	-245	–	10	74	–	1053	1621	54,0
Impôt fédéral[1]	167	240	44,1	124	149	20,1	-82	-57	–	45	45	1,9	253	377	49,1
Impôts provinciaux	-85	-33	–	34	43	24,7	-39	-38	–	1	2	204,0	-89	-27	–
Impôts courants	82	207	153,8	158	192	21,1	-121	-96	–	45	47	4,5	164	351	113,4
Revenu après impôts courants	563	1122	99,4	348	271	-22,3	13	-149	–	-35	27	–	888	1270	43,0
Impôts reportés	102	321	215,0	49	-22	–	37	-72	–	-2	-6	–	185	221	19,2
Bénéfices nets après impôts	461	801	73,8	300	293	-2,3	-25	-77	–	-33	33	–	703	1049	49,3
Postes extraordinaires	-186	5	–	0	0	–	-41	-3	–	9	0	-100,0	-219	2	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	274	806	193,6	300	293	-2,3	-66	-80	–	-24	33	–	484	1051	117,0
Ressources d'autofinancement	2636	3424	29,9	703	682	-3,0	74	-105	–	266	282	5,9	3679	4283	16,4

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B7

État des revenus et dépenses – ensemble des activités en millions de dollars
Sociétés sous contrôle étranger

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités à l'étranger			Total des activités		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Recettes totales	10561	12148	15,0	18957	21282	12,3	911	736	-19,2	918	1274	38,8	31346	35441	13,1
Redevances et autres paiements	1742	1983	13,8	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1742	1983	13,8
Taxes de vente, d'accise et autres taxes	0	0	–	3180	3412	7,3	0	1	–	56	82	44,4	3237	3494	7,9
Recettes nettes après redevances et taxes	8819	10166	15,3	15776	17871	13,3	911	736	-19,3	861	1192	38,5	26368	29965	13,6
Coût des biens vendus	0	0	–	11253	12790	13,7	121	255	111,5	273	550	101,4	11647	13595	16,7
Frais d'intérêt	695	562	-19,1	102	176	72,7	626	509	-18,7	22	24	7,5	1444	1270	-12,0
Frais d'exploitation	3793	3896	2,7	2690	3150	17,1	519	722	39,3	208	228	9,9	7209	7996	10,9
Frais de R-D (excluant sables)	64	64	0,2	98	88	-10,3	1	1	-43,1	9	8	-9,8	171	160	-6,5
Autres frais	73	62	-15,4	-6	-7	–	19	35	80,3	-8	-2	–	79	88	11,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	38	45	17,5	0	0	–	0	0	–	0	0	–	38	45	17,8
Dépenses E&M	876	891	1,7	0	0	–	27	22	-20,9	22	19	-13,0	925	931	0,7
Dépréciation	638	592	-7,1	463	559	20,6	89	236	165,5	7	9	28,6	1197	1396	16,6
Épuisement	1045	1023	-2,1	0	0	–	6	12	81,3	123	155	25,9	1175	1190	1,3
Amortissement	595	919	54,5	21	25	23,5	117	-311	–	16	6	-59,9	748	640	-14,5
Frais non monétaires et E&M	3192	3470	8,7	484	584	20,7	240	-42	–	168	189	12,8	4083	4201	2,9
Revenu avant impôts	1003	2113	110,7	1156	1090	-5,7	-614	-745	–	190	195	2,8	1734	2654	53,0
Impôt fédéral[1]	241	664	174,8	302	318	5,3	-150	-121	–	33	48	45,6	426	908	113,3
Impôts provinciaux	45	261	–	132	135	1,8	-91	-74	–	0	0	–	86	321	271,8
Impôts courants	287	924	222,5	434	453	4,2	-242	-196	–	33	48	46,3	512	1229	140,0
Revenu après impôts courants	716	1189	66,0	721	638	-11,6	-372	-549	–	157	147	-6,3	1222	1424	16,5
Impôts reportés	341	198	-41,9	28	2	-91,5	-92	-215	–	40	44	10,8	318	30	-90,6
Bénéfices nets après impôts	375	991	164,1	693	635	-8,4	-280	-334	–	117	103	-12,1	905	1395	54,1
Postes extraordinaires	9	-39	–	-69	2	–	4	0	-100,0	0	12	–	-56	-26	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	384	952	147,8	625	637	1,9	-276	-334	–	117	114	-2,1	849	1369	61,2
Ressources d'autofinancement	3908	4659	19,2	1205	1222	1,4	-132	-590	–	324	336	3,6	5305	5626	6,0

(1) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B8

Rendement financier par principaux secteurs d'activité

Activité amont

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Production de pétrole et équivalents[1] en milliers de mètres cubes	180878	180887	–	72944	75142	3,0	107934	105745	–2,0
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes	17057	19933	16,9	6647	8114	22,1	10410	11819	13,5
Autres revenus	452	634	40,2	301	304	1,1	151	329	118,2
Recettes brutes	17509	20564	17,4	6948	8415	21,1	10561	12148	15,0
Ressources d'autofinancement	6544	8083	23,5	2636	3424	29,9	3908	4659	19,2
Bénéfices nets	836	1792	114,3	461	801	73,8	375	991	164,1
Bénéfices nets plus intérêt	2142	3046	42,2	1072	1493	39,3	1070	1553	45,1
Capital utilisé	55211	54358	–1,5	24258	24376	0,5	30953	29982	–3,1
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes totales avant redevances[2] et taxes	94,30	110,19	16,9	91,12	107,98	18,5	96,45	111,77	15,9
Autres revenus	2,50	3,50	40,2	4,13	4,05	–1,8	1,40	3,11	122,7
Recettes brutes	96,80	113,68	17,4	95,25	111,99	17,6	97,85	114,88	17,4
Redevances et autres paiements	15,11	17,76	17,5	13,59	16,36	20,4	16,14	18,75	16,2
Recettes après redevances et taxes	81,69	95,93	17,4	81,66	95,63	17,1	81,71	96,14	17,7
Frais d'intérêt	7,22	6,93	–4,0	8,38	9,21	9,9	6,44	5,31	–17,4
Frais d'exploitation (sauf recherche)	35,22	37,05	5,2	35,35	37,34	5,6	35,14	36,84	4,8
Frais de recherche et autres	1,03	1,01	–2,3	0,68	0,75	10,2	1,27	1,19	–6,2
Revenu monétaire avant impôts	38,22	50,94	33,3	37,25	48,33	29,7	38,87	52,80	35,8
E&M et frais de R&D imputés aux sables pétrolifères	6,30	6,64	5,5	3,08	3,54	14,9	8,47	8,85	4,4
Dépréciation	6,48	5,94	–8,3	7,33	6,42	–12,3	5,91	5,60	–5,2
Épuisement	12,72	13,78	8,3	17,22	19,55	13,6	9,69	9,68	–0,1
Sommes radiées	3,61	5,55	53,7	0,80	1,13	40,7	5,51	8,69	57,7
Revenu net avant impôts	9,11	19,03	109,0	8,83	17,69	100,3	9,29	19,98	115,1
Impôt fédéral sur le revenu[3]	2,26	4,99	121,4	2,28	3,19	39,8	2,24	6,28	180,5
Impôts provinciaux sur le revenu	–0,22	1,26	–	–1,16	–0,44	–	0,42	2,46	–
Impôts sur le revenu reportés	2,45	2,87	17,2	1,40	4,27	205,8	3,16	1,87	–40,7
Bénéfices nets après impôts	4,62	9,90	114,3	6,32	10,66	68,8	3,48	9,37	169,5
Postes extraordinaires	–0,98	–0,19	–	–2,55	0,06	–	0,08	–0,37	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	3,64	9,72	166,9	3,76	10,72	185,0	3,56	9,00	153,0
Ressources d'autofinancement	36,18	44,69	23,5	36,14	45,57	26,1	36,21	44,06	21,7
Taux en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	47,6	49,2	–	53,4	53,9	–	43,7	45,9	–

(1) Ne comprend ni le soufre ni la production de LGN provenant d'usines de retraitement.
(2) Comprend les revenus tirés de la vente de LGN provenant d'usines de retraitement et de la vente de produits achetés.
(3) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.

B8(suite)

Rendement financier par principaux secteurs d'activité

Activité amont

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Production de pétrole et équivalents [1] en milliers de mètres cubes	58191	55706	-4,3	44581	49361	10,7	78107	75820	-2,9
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes totales avant redevances et taxes	5811	6670	14,8	3489	4447	27,4	7757	8816	13,7
Autres revenus	88	132	49,2	223	217	-2,6	141	285	102,5
Recettes brutes	5899	6802	15,3	3712	4661	25,6	7897	9101	15,2
Ressources d'autofinancement	2143	2653	23,8	1464	1973	34,8	2937	3457	17,7
Bénéfices nets	650	1048	61,2	30	220	–	155	523	236,8
Bénéfices nets plus intérêt	731	1089	49,0	479	694	44,9	932	1262	35,4
Capital utilisé	16809	15926	-5,3	15563	15414	-1,0	22839	23017	0,8
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube									
Recettes totales avant redevances[2] et taxes	99,86	119,73	19,9	78,27	90,09	15,1	99,31	116,28	17,1
Autres revenus	1,52	2,37	55,8	5,00	4,40	-12,0	1,80	3,75	108,6
Recettes brutes	101,38	122,10	20,4	83,26	94,43	13,4	101,11	120,03	18,7
Redevances et autres paiements	14,70	17,19	16,9	14,28	16,78	17,5	15,89	18,81	18,4
Recettes après redevances et taxes	86,68	104,91	21,0	68,98	77,65	12,6	85,23	101,23	18,8
Frais d'intérêt	1,38	0,73	-47,1	10,07	9,61	-4,5	9,94	9,75	-2,0
Frais d'exploitation (sauf recherche)	40,64	43,71	7,6	26,17	26,93	2,9	36,36	38,74	6,6
Frais de recherche et autres	1,05	1,15	9,6	2,15	1,73	-19,3	0,37	0,42	13,0
Revenu monétaire avant impôts	43,61	59,32	36,0	30,60	39,38	28,7	38,55	52,31	35,7
E&M et frais de R&D imputés aux sables pétrolifères	5,91	6,95	17,6	2,67	2,73	2,0	8,65	8,96	3,6
Dépréciation	6,62	5,56	-16,0	4,38	4,37	-0,3	7,58	7,25	-4,3
Épuisement	6,24	5,38	-13,8	22,66	24,48	8,0	11,88	12,98	9,3
Sommes radiées	5,39	8,80	63,4	1,48	1,43	-3,3	3,51	5,84	66,6
Revenu net avant impôts	19,45	32,62	67,7	-0,59	6,38	–	6,94	17,28	149,1
Impôt fédéral sur le revenu[3]	4,76	8,14	71,0	1,09	1,35	24,1	1,05	5,05	379,5
Impôts provinciaux sur le revenu	2,01	3,54	76,0	-3,33	-1,95	–	-0,10	1,67	–
Impôts sur le revenu reportés	1,50	2,12	41,0	0,97	2,52	159,9	4,00	3,65	-8,7
Bénéfices nets après impôts	11,17	18,82	68,4	0,68	4,46	–	1,99	6,90	247,0
Postes extraordinaires	–	–	–	-4,92	0,10	–	0,53	-0,51	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	11,17	18,82	68,4	-4,23	4,56	–	2,52	6,39	153,2
Ressources d'autofinancement	36,83	47,63	29,3	32,84	39,98	21,7	37,60	45,59	21,2
Taux en pourcentage									
Gaz naturel en pourcentage de la production totale	36,6	37,7	S/O	62,7	62,5	S/O	47,2	49,1	S/O

(1) Ne comprend ni le soufre ni la production de LGN provenant d'usines de retraitement.

(2) Comprend les revenus tirés de la vente de LGN provenant d'usines de retraitement et de la vente de produits achetés.

(3) Comprend l'impôt sur les grandes sociétés.

B9

Rendement financier par principaux secteurs d'activité

Activité aval

	Total aval			Total des produits pétroliers			Produits pétrochimiques et autres		
	1989	1990	Varia.	1989	1990	Varia.	1989	1990	Varia.
Principaux postes financiers en millions de dollars			%			%			%
Recettes avant taxes de vente, accise et autres	28208	32406	14,9	24999	28620	14,5	3208	3785	18,0
Autres revenus	824	1033	25,4	772	1016	31,6	51	17	-67,5
Recettes totales	29031	33438	15,2	25772	29636	15,0	3260	3802	16,6
Taxes de vente, accise et autres	4861	5431	11,7	4860	5429	11,7	2	2	39,9
Coût des biens vendus	17149	20379	18,8	15188	17839	17,5	1961	2540	29,6
Frais d'exploitation	4121	4644	12,7	3668	4046	10,3	453	598	32,0
Frais de recherche	98	99	1,4	64	64	0,2	34	35	3,6
Autres frais	-2	-3	-	-3	-1	-	1	-2	-
Revenu avant intérêt et impôts	2804	2887	3,0	1994	2259	13,3	810	628	-22,5
Frais d'intérêt	303	339	11,7	220	307	39,9	84	31	-62,4
Revenu monétaire avant impôts	2501	2548	1,9	1775	1952	10,0	726	596	-17,9
Impôts sur le revenu courants	593	645	8,7	450	520	15,7	143	124	-13,1
Ressources d'autofinancement	1908	1903	-0,2	1325	1432	8,0	583	472	-19,0
Dépréciation et autres postes hors caisse	838	995	18,8	640	769	20,2	198	226	14,2
Revenu après impôts courants	1070	908	-15,1	685	663	-3,3	385	246	-36,2
Impôts sur le revenu reportés	77	-20	-	24	9	-64,1	53	-29	-
Bénéfices nets après impôts	993	928	-6,5	661	654	-1,1	332	274	-17,4
Postes extraordinaires	-69	2	-	-69	2	-	0	0	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	925	930	0,6	592	656	10,6	332	274	-17,4

	Total des produits pétroliers(1)			Raffineurs et dist. nationaux			Raffineurs et dist. régionaux		
	1989	1990	Varia.	1989	1990	Varia.	1989	1990	Varia.
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètre cube			%			%			%
Recettes avant taxes de vente, accise et autres	881,50	327,96	16,5	284,34	330,03	16,1	275,42	323,83	17,6
Autres revenus	8,70	11,64	33,9	9,70	13,42	38,4	6,55	8,12	23,9
Recettes totales	290,20	339,60	17,0	294,03	343,45	16,8	281,97	331,95	17,7
Taxes de vente, accise et autres	54,73	62,21	13,7	55,34	62,55	13,0	53,40	61,55	15,3
Coût des biens vendus	171,02	204,42	19,5	171,23	203,14	18,6	170,57	206,96	21,3
Frais d'exploitation	41,31	46,36	12,2	46,54	53,41	14,8	30,08	32,36	7,6
Frais de recherche	0,72	0,73	1,9	1,00	1,11	11,2	0,13	-0,01	-
Autres frais	-0,03	-0,01	-	-0,09	-0,09	-	0,10	0,14	46,2
Revenu avant intérêt et impôts	22,46	25,89	15,3	20,02	23,35	16,6	27,69	30,94	11,7
Frais d'intérêt	2,47	3,52	42,4	0,01	0,00	-40,5	7,77	10,51	35,2
Revenu monétaire avant impôts	19,98	22,37	11,9	20,01	23,34	16,6	19,92	20,43	2,5
Impôts sur le revenu courants	5,06	5,96	17,7	5,98	7,29	21,9	3,09	3,33	7,5
Ressources d'autofinancement	14,92	16,40	9,9	14,03	16,05	14,4	16,82	17,10	1,6
Dépréciation et autres postes hors caisse	7,20	8,81	22,3	6,76	8,38	23,9	8,16	9,67	18,6
Revenu après impôts courants	7,72	7,59	-1,6	7,27	7,68	5,6	8,67	7,43	-14,3
Impôts sur le revenu reportés	0,27	0,10	-63,5	-0,35	-0,64	-	1,61	1,56	-3,3
Bénéfices nets après impôts	7,44	7,49	0,7	7,63	8,31	9,0	7,05	5,87	-16,8
Postes extraordinaires	-0,77	0,02	-	0,00	0,00	-	-2,43	0,05	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	6,67	7,51	12,6	7,63	8,31	9,0	4,62	5,92	28,0
Taux en pourcentage			Varia.			Varia.			Varia.
Ventes de 'produits propres' contre le volume des ventes totales	80,80	78,67	-2,6	81,25	79,54	-2,1	79,85	76,95	-3,6
Ventes nettes au Canada contre le volume des ventes totales	91,55	90,82	-0,8	93,63	94,26	0,7	87,08	83,99	-3,5
Ventes d'exportations contre le volume des ventes totales	7,12	9,09	27,8	5,27	5,73	8,8	11,09	15,77	42,2

(1) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives au volume des ventes totales.

B10

Sources et affectations de fonds en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Ressources d'autofinancement	8984	9909	10,3	3679	4283	16,4	5305	5626	6,0
Augmentation nette de la dette à long terme	5344	2602	-51,3	1545	1552	0,5	3800	1050	-72,4
Émission d'actions	3036	1372	-54,8	1417	1117	-21,2	1619	256	-84,2
Stimulants, subventions et crédits d'impôt	222	95	-57,3	110	42	-61,6	111	52	-52,9
Toutes autres sources	3902	4548	16,6	2065	2244	8,7	1837	2304	25,4
Diminution du fonds de roulement	1590	1228	-22,8	679	570	-16,0	911	658	-27,8
Total des sources de fonds	23078	19754	-14,4	9495	9809	3,3	13583	9946	-26,8
Dépenses en capital au Canada	7388	7993	8,2	3322	3969	19,5	4066	4024	-1,1
Dépenses en capital aux É.-U.	130	153	17,5	98	89	-8,8	32	63	98,1
Autres dépenses à l'étranger	404	501	23,9	264	284	7,7	141	217	54,3
Dépenses totales à l'étranger	534	654	22,4	362	373	3,3	173	280	62,4
Total des dépenses en capital	7922	8646	9,1	3684	4343	17,9	4239	4304	1,5
Dividendes:									
Actions ordinaires	1087	1382	27,1	319	387	21,3	768	996	29,6
Actions privilégiées	276	284	2,9	235	254	8,0	41	30	-26,5
Total	1363	1666	22,2	554	640	15,7	809	1026	26,7
Réduction de l'avoir propre	831	692	-16,7	661	451	-31,8	169	241	42,4
Total des dividendes et réduction de l'avoir propre	2194	2358	7,5	1215	1091	-10,2	979	1267	29,4
Réduction nette de la dette à long terme	1999	3126	56,3	703	952	35,3	1296	2174	67,7
Toutes autres affectations	9427	3835	-59,3	2877	2292	-20,3	6549	1543	-76,4
Augmentation du fonds de roulement	1536	1789	16,5	1016	1131	11,3	520	658	26,5
Total des affectations de fonds	23078	19754	-14,4	9495	9809	3,3	13583	9946	-26,8

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Ressources d'autofinancement	3654	3655	–	1780	2314	30,0	3550	3940	11,0
Augmentation nette de la dette à long terme	3833	660	-82,8	913	639	-30,1	598	1304	118,0
Émission d'actions	1405	383	-72,7	1347	819	-39,2	284	170	-40,1
Stimulants, subventions et crédits d'impôt	28	36	26,5	105	15	-85,6	89	44	-50,3
Toutes autres sources	1253	2494	99,1	1250	999	-20,1	1399	1055	-24,6
Diminution du fonds de roulement	791	412	-47,9	512	586	14,4	287	230	-19,9
Total des sources de fonds	10964	7640	-30,3	5907	5371	-9,1	6207	6744	8,6
Dépenses en capital au Canada	2981	2681	-10,1	1966	2568	30,6	2441	2744	12,4
Dépenses en capital aux É.-U.	5	4	-10,2	34	10	-71,4	91	139	52,0
Autres dépenses à l'étranger	71	84	19,2	180	229	27,3	154	188	22,2
Dépenses totales à l'étranger	76	89	17,4	213	238	11,6	245	327	33,3
Total des dépenses en capital	3057	2770	-9,4	2179	2806	28,8	2687	3070	14,3
Dividendes:									
Actions ordinaires	687	607	-11,7	81	100	23,6	319	675	111,6
Actions privilégiées	84	96	14,8	75	52	-30,9	117	136	15,9
Total	771	703	-8,8	156	152	-2,5	436	811	85,9
Réduction de l'avoir propre	544	600	10,4	159	49	-69,5	128	43	-66,2
Total des dividendes et réduction de l'avoir propre	1314	1303	-0,9	315	201	-36,3	564	855	51,4
Réduction nette de la dette à long terme	468	1504	221,6	595	812	36,4	937	810	-13,5
Toutes autres affectations	5671	1002	-82,3	2369	1148	-51,5	1387	1685	21,5
Augmentation du fonds de roulement	454	1061	133,6	449	404	-10,0	633	324	-48,8
Total des affectations de fonds	10964	7640	-30,3	5907	5371	-9,1	6207	6744	8,6

B11

Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement en millions de dollars

	Total du Canada			Provinces			Terres du Canada		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Ensemble de l'industrie									
Terres et concessions, dépenses géologiques et géophysiques	1279	1406	9,9	1181	1344	13,7	98	63	-35,9
Forage d'exploration	1252	1227	-2,0	943	1087	15,2	308	140	-54,5
Total, exploration	2531	2634	4,1	2125	2431	14,4	406	203	-50,0
Forage de mise en valeur	799	983	23,1	797	984	23,4	1	-1	-
Production	1935	2077	7,4	1893	1952	3,1	41	125	205,5
Pétrole lourd et sables pétrolifères(1)	422	731	73,0	422	731	73,0	0	0	-
Total, amont	5686	6424	13,0	5238	6097	16,4	449	328	-27,0
Sociétés sous contrôle canadien									
Terres et concessions,dépenses géologiques et géophysiques	590	698	18,4	585	695	18,8	5	3	-33,2
Forage d'exploration	639	720	12,7	552	666	20,7	87	54	-38,4
Total, exploration	1228	1418	15,4	1137	1361	19,7	92	57	-38,1
Forage de mise en valeur	450	535	19,0	449	535	19,2	1	0	-100,0
Production	768	931	21,2	742	868	16,8	26	64	147,0
Pétrole lourd et sables pétrolifères(1)	179	453	153,4	179	453	153,4	0	0	-
Total, amont	2625	3337	27,1	2507	3217	28,3	118	120	2,0
Sociétés sous contrôle étranger									
Terres et concessions,dépenses géologiques et géophysiques	690	708	2,7	596	649	8,7	93	60	-36,1
Forage d'exploration	613	508	-17,2	391	421	7,5	222	87	-60,8
Total, exploration	1303	1216	-6,7	988	1069	8,2	315	146	-53,5
Forage de mise en valeur	349	447	28,3	348	448	28,8	1	-1	-
Production	1166	1146	-1,7	1151	1084	-5,8	15	62	303,6
Pétrole lourd et sables pétrolifères(1)	244	278	14,0	244	278	14,0	0	0	-
Total, amont	3061	3087	0,8	2730	2879	5,5	331	207	-37,3

(1) Comprend les dépenses relatives au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.

B12

Dépenses en capital, par activité en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Exploration	2531	2634	4,1	1228	1418	15,4	1303	1216	-6,7
Mise en valeur	799	983	23,1	450	535	19,0	349	447	28,3
Production	1935	2077	7,4	768	931	21,2	1166	1146	-1,7
Sables pétrolifères(1)	422	731	73,0	179	453	153,4	244	278	14,0
Total, activités amont	5685	6424	13,0	2625	3337	27,1	3060	3087	0,9
Total, activités aval	1274	1116	-12,4	532	480	-9,8	742	636	-14,2
Autres, liées à l'énergie	32	20	-35,6	4	8	131,1	28	12	-56,5
Autres dépenses en capital	398	432	8,7	161	144	-10,6	237	288	21,8
Total au Canada	7388	7993	8,2	3322	3969	19,5	4066	4024	-1,1
Total à l'étranger	534	654	22,4	362	373	3,3	173	280	62,4
Total global des dépenses en capital	7922	8646	9,1	3684	4343	17,9	4239	4304	1,5

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
Exploration	607	539	-11,3	918	1141	24,2	1005	954	-5,1
Mise en valeur	132	130	-1,1	415	488	17,6	252	365	44,6
Production	612	548	-10,5	530	642	21,1	793	888	11,9
Sables pétrolifères(1)	228	239	4,8	58	212	266,6	137	280	104,7
Total, activités amont	1578	1456	-7,8	1919	2483	29,3	2187	2486	13,7
Total, activités aval	1224	1071	-12,5	7	3	-59,2	43	43	-0,8
Autres, liées à l'énergie	20	9	-55,8	7	10	54,1	5	1	-72,4
Autres dépenses en capital	159	146	-7,7	33	72	119,2	206	213	3,6
Total au Canada	2981	2681	-10,1	1966	2568	30,6	2441	2744	12,4
Total à l'étranger	76	89	17,4	213	238	11,6	245	327	33,3
Total global des dépenses en capital	3057	2770	-9,4	2179	2806	28,8	2687	3070	14,3

(1) Comprend les dépenses relatives au Projet de valorisation des sables pétrolifères à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.

B13

Bilan en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Comptant, investissements et titres	2230	2277	2,1	1159	1308	12,9	1071	969	-9,6
Comptes à recevoir:									
Filiales	494	757	53,2	124	236	90,4	370	521	40,8
Autres	6254	7369	17,8	2705	2923	8,1	3549	4446	25,3
Total	6749	8127	20,4	2829	3159	11,7	3920	4967	26,7
Stocks	4239	5603	32,2	1600	1951	21,9	2639	3652	38,4
Autres disponibilités	873	767	-12,2	362	352	-2,8	512	415	-18,8
Total des disponibilités	14092	16669	18,3	5950	6660	11,9	8142	10009	22,9
Immobilisations	100946	106928	5,9	45165	48980	8,4	55781	57948	3,9
Moins:									
épuisement, dépréciation et amortissement accumulés	31657	36729	16,0	14781	17182	16,2	16876	19547	15,8
Immobilisations nettes	69289	70199	1,3	30384	31798	4,7	38905	38401	-1,3
Autres éléments de l'actif à long terme	5416	5822	7,5	2271	2775	22,2	3145	3047	-3,1
Total de l'actif	88797	92690	4,4	38606	41233	6,8	50191	51457	2,5
Comptes à payer:									
Filiales	646	1118	73,1	221	117	-47,1	425	1001	135,5
Autres	6731	7789	15,7	2848	3264	14,6	3882	4525	16,5
Total	7377	8906	20,7	3069	3381	10,2	4307	5525	28,3
Tranche courante de la dette à long terme	468	596	27,5	207	335	61,5	260	261	0,5
Autres exigibilités	3521	3891	10,5	2248	1962	-12,7	1274	1929	51,5
Total des exigibilités	11366	13394	17,8	5524	5677	2,8	5841	7716	32,1
Dette à long terme	21432	20955	-2,2	8402	9011	7,2	13029	11944	-8,3
Paiements anticipés pour production différée	1016	765	-24,6	475	423	-11,0	541	343	-36,6
Impôts sur le revenu reportés	11477	11566	0,8	4713	4747	0,7	6763	6819	0,8
Autre passif à long terme	4141	5158	24,6	931	1765	89,6	3210	3393	5,7
Avoir propre:									
Actions ordinaires	15452	15240	-1,4	9368	8956	-4,4	6083	6285	3,3
Actions privilégiées	3666	3404	-7,2	2210	2107	-4,6	1457	1296	-11,0
Bénéfices non répartis	15074	15814	4,9	3570	3954	10,8	11504	11860	3,1
Autres	5173	6393	23,6	3412	4592	34,6	1761	1801	2,2
Total	39366	40851	3,8	18560	19610	5,7	20806	21242	2,1
Total, passif, impôts reportés et avoir propre	88797	92690	4,4	38606	41233	6,8	50191	51457	2,5
Fonds de roulement	2726	3275	20,1	426	983	130,7	2300	2293	-0,3

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
Comptant, investissements et titres	464	563	21,2	998	944	-5,4	769	771	0,3
Comptes à recevoir:									
Filiales	153	254	66,1	163	130	-20,3	179	374	109,4
Autres	3687	4140	12,3	890	1061	19,2	1677	2168	29,3
Total	3839	4393	14,4	1053	1191	13,1	1856	2542	37,0
Stocks	3650	4963	36,0	98	99	0,6	491	542	10,3
Autres disponibilités	548	585	6,7	74	68	-8,4	251	114	-54,4
Total des disponibilités	8502	10392	22,2	2223	2301	3,5	3367	3975	18,1
Immobilisations	42519	43630	2,6	22698	26120	14,1	35529	37178	4,6
Moins:									
épuisement, dépréciation et amortissement accumulés	13474	15025	11,5	7661	9434	23,1	10522	12270	16,6
Immobilisations nettes	29045	28605	-1,5	15237	16686	9,5	25007	24907	-0,4
Autres éléments de l'actif à long terme	2791	2794	0,1	730	547	-25,1	1895	2481	30,9
Total de l'actif	40337	41792	3,6	18190	19534	7,4	30269	31363	3,6
Comptes à payer:									
Filiales	495	954	92,5	43	41	-4,6	107	123	14,3
Autres	4102	4459	8,7	941	1152	22,4	1688	2177	29,0
Total	4597	5413	17,8	984	1193	21,2	1795	2300	28,1
Tranche courante de la dette à long terme	106	69	-35,4	182	315	73,0	179	212	18,6
Autres exigibilités	2029	2500	23,2	307	232	-24,6	1186	1160	-2,2
Total des exigibilités	6732	7982	18,6	1473	1740	18,1	3160	3672	16,2
Dette à long terme	8638	7811	-9,6	4217	4079	-3,3	8576	9065	5,7
Paiements anticipés pour production différée	184	95	-48,3	310	287	-7,6	521	383	-26,4
Impôts sur le revenu reportés	5827	5515	-5,4	1584	1727	9,0	4066	4325	6,4
Autre passif à long terme	1161	2079	79,0	1270	1333	4,9	1710	1747	2,2
Avoir propre:									
Actions ordinaires	6495	5329	-18,0	5246	6176	17,7	3711	3736	0,7
Actions privilégiées	208	17	-92,0	1973	1789	-9,4	1485	1598	7,6
Bénéfices non répartis	9129	9912	8,6	735	979	33,1	5210	4924	-5,5
Autres	1962	3053	55,6	1381	1426	3,3	1830	1913	4,5
Total	17795	18310	2,9	9335	10370	11,1	12236	12171	-0,5
Total, passif, impôts reportés et avoir propre	40337	41792	3,6	18190	19534	7,4	30269	31363	3,6
Fonds de roulement	1770	2410	36,2	750	561	-25,1	207	303	46,8

B14

Capital utilisé par segment et par secteur d'activité[1] en millions de dollars

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Amont	55211	54358	-1,5	24258	24376	0,5	30953	29982	-3,1
Produits pétroliers	13904	14266	2,6	5195	5233	0,7	8708	9033	3,7
Autres activités aval	3177	3620	13,9	1503	1858	23,6	1674	1762	5,3
Autres activités au Canada	3155	2855	-9,5	1414	1522	7,6	1741	1333	-23,4
Ensemble des activités au Canada	75447	75098	-0,5	32371	32989	1,9	43076	42110	-2,2
Activités à l'étranger	3440	4198	22,0	2104	2567	22,0	1336	1631	22,0
Total global	78887	79296	0,5	34474	35555	3,1	44412	43741	-1,5

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Amont	16809	15926	-5,3	15563	15414	-1,0	22839	23017	0,8
Produits pétroliers	13902	14259	2,6	0	6	-	1	0	-100,0
Autres activités aval	2338	2815	20,4	91	84	-8,0	748	721	-3,6
Autres activités au Canada	1125	609	-45,9	521	679	30,4	1509	1567	3,8
Ensemble des activités au Canada	34174	33610	-1,7	16175	16183	0,1	25097	25305	0,8
Activités à l'étranger	181	200	10,8	1222	1611	31,8	2037	2386	17,1
Total global	34355	33810	-1,6	17397	17794	2,3	27134	27691	2,1

(1) Le capital utilisé est défini comme étant le total de l'actif moins les exigibilités.

B15
Volume et valeur de la production

Par province

Volume en milliers de mètres cubes	Alberta 1989	Alberta 1990	Alberta Varia. %	Colombie-Britannique 1989	Colombie-Britannique 1990	Colombie-Britannique Varia. %	Saskatchewan 1989	Saskatchewan 1990	Saskatchewan Varia. %
Pétrole brut classique	52708,0	49810,4	-5,5	1891,8	1985,8	5,0	9306,5	9888,2	6,3
Sables pétrolifères	18527,6	18948,2	2,3	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	74134,1	75851,5	2,3	9819,5	10449,2	6,4	4855,7	5526,1	13,8
Liquides de gaz naturel – terrain	11993,1	10643,5	-11,3	187,7	206,0	9,8	85,2	140,1	64,4
Liquides de gaz naturel – retraitement	3868,0	5928,3	53,3	133,0	164,0	23,3	0,0	0,0	–
Production totale – équivalent pétrole brut[1]	153546,2	151710,6	-1,2	30069,2	31224,1	3,8	32591,3	34282,5	5,2
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	6657,9	7701,4	15,7	246,3	301,6	22,4	990,8	1239,1	25,1
Sables pétrolifères	2084,5	2685,7	28,8	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Gaz naturel commercialisable	4049,3	4186,1	3,4	478,8	519,0	8,4	239,4	299,4	25,0
Liquides de gaz naturel – terrain	963,8	1106,4	14,8	12,5	19,7	57,8	4,3	10,2	136,7
Liquides de gaz naturel – retraitement	276,0	518,4	87,9	9,5	18,1	90,6	0,0	0,0	–
Production totale[1]	14088,2	15984,5	13,5	761,6	842,5	10,6	1234,5	1548,6	25,4

Par groupe de sociétés

Volume en milliers de mètres cubes	Total de l'industrie 1989	Total de l'industrie 1990	Total de l'industrie Varia. %	Sociétés sous contrôle canadien 1989	Sociétés sous contrôle canadien 1990	Sociétés sous contrôle canadien Varia. %	Sociétés sous contrôle étranger 1989	Sociétés sous contrôle étranger 1990	Sociétés sous contrôle étranger Varia. %
Pétrole brut classique	66462,2	64100,7	-3,6	24953,4	26026,5	4,3	41508,8	38074,2	-8,3
Sables pétrolifères	18527,6	18948,2	2,3	5842,0	6071,0	3,9	12685,6	12877,2	1,5
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	89035,1	92081,1	3,4	40302,1	41892,6	3,9	48733,0	50188,4	3,0
Liquides de gaz naturel – terrain	12265,1	10998,6	-10,3	4239,2	3268,7	-22,9	8025,9	7729,9	-3,7
Liquides de gaz naturel – retraitement	4001,0	6092,3	52,3	2888,0	3945,7	36,6	1113,0	2146,6	92,9
Production totale – équivalent pétrole brut[1]	181925,1	181989,2	–	73183,8	75391,3	3,0	108741,3	106597,9	-2,0
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	8153,0	9602,0	17,8	3017,5	3816,8	26,5	5135,6	5785,2	12,6
Sables pétrolifères	2084,5	2685,7	28,8	765,4	1010,7	32,1	1319,1	1675,0	27,0
Gaz naturel commercialisable	4786,9	5023,5	4,9	2118,9	2283,9	7,8	2668,0	2739,7	2,7
Liquides de gaz naturel – terrain	981,3	1137,3	15,9	303,5	338,3	11,5	677,8	799,1	17,9
Liquides de gaz naturel – retraitement	285,5	536,6	88,0	202,7	341,9	68,6	82,7	194,7	135,3
Production totale[1]	16362,3	18755,6	14,6	6280,9	7513,8	19,6	10081,4	11241,8	11,5

Volume en milliers de mètres cubes	Sociétés intégrées et raffineurs 1989	Sociétés intégrées et raffineurs 1990	Sociétés intégrées et raffineurs Varia. %	Petits producteurs de pétrole et de gaz 1989	Petits producteurs de pétrole et de gaz 1990	Petits producteurs de pétrole et de gaz Varia. %	Grands producteurs de pétrole et de gaz 1989	Grands producteurs de pétrole et de gaz 1990	Grands producteurs de pétrole et de gaz Varia. %
Pétrole brut classique	21373,8	18998,7	-11,1	14991,0	16810,5	12,1	30097,4	28291,5	-6,0
Sables pétrolifères	12391,6	12400,7	0,1	178,3	326,0	82,8	5957,5	6221,5	4,4
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	21995,7	21723,1	-1,2	28897,3	31882,6	10,3	38142,1	38475,3	0,9
Liquides de gaz naturel – terrain	3835,5	4118,3	7,4	1994,6	1831,6	-8,2	6435,0	5048,7	-21,5
Liquides de gaz naturel – retraitement	2423,0	2776,0	14,6	0,0	233,3	–	1578,0	3083,0	95,4
Poduction totale – équivalent pétrole brut[1]	58681,7	56234,4	-4,2	44634,2	49405,5	10,7	78609,1	76349,3	-2,9
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut classique	2650,0	2923,6	10,3	1767,0	2413,6	36,6	3736,1	4264,7	14,1
Sables pétrolifères	1335,9	1666,9	24,8	17,5	44,4	153,6	731,1	974,4	33,3
Gaz naturel commercialisable	1188,5	1181,6	-0,6	1497,9	1714,7	14,5	2100,5	2127,2	1,3
Liquides de gaz naturel – terrain	322,7	433,3	34,3	120,0	165,7	38,1	538,6	538,3	-0,1
Liquides de gaz naturel – retraitement	169,8	224,9	32,5	0,0	18,1	–	115,7	293,6	153,8
Production totale[1]	5666,2	6354,9	12,2	3420,2	4351,7	27,2	7275,9	8049,0	10,6

(1) Comprend le soufre, mais exclut la production de LGN tirée des usines de retraitement.

B16

Frais d'exploitation en amont et redevances en millions de dollars

Par province

	Alberta			Columbie-Britannique			Saskatchewan		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Activités associées	2299,4	2341,9	1,9	137,5	163,8	19,1	307,1	336,1	9,5
Usines de traitement de gaz naturel	492,1	570,2	15,9	23,8	23,3	-2,2	14,1	14,0	-0,6
Sables pétrolifères(1)	1387,3	1436,8	3,6	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	126,0	99,1	-21,4	2,5	2,7	7,6	18,9	17,1	-9,5
Frais généraux d'exploitation	1312,7	1286,3	-2,0	40,5	44,8	10,8	102,7	122,2	18,9
Total, frais d'exploitation	5617,5	5734,3	2,1	204,3	234,6	14,8	442,7	489,4	10,5
Redevances fédérales de la Couronne	0,5	1,0	83,8	0,0	0,0	–	0,3	1,0	220,9
Redevances et taxes provinciales	2003,7	2329,5	16,3	99,3	113,9	14,7	174,2	233,4	34,0
Autres redevances et paiements	357,6	397,0	11,0	17,8	21,1	18,3	54,2	70,8	30,5
Redevances totales	2361,8	2727,5	15,5	117,1	135,0	15,2	228,8	305,2	33,4

Par groupe de sociétés

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Activités associées	2812,0	2918,7	3,8	1131,5	1222,6	8,0	1680,4	1696,1	0,9
Usines de traitement de gaz naturel	553,2	634,5	14,7	266,3	308,8	16,0	287,0	325,8	13,5
Sables pétrolifères(1)	1387,3	1436,8	3,6	580,2	632,8	9,1	807,1	804,0	-0,4
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	150,8	122,4	-18,8	44,9	35,8	-20,4	105,9	86,7	-18,1
Frais généraux d'exploitation	1490,7	1485,6	-0,3	536,3	556,8	3,8	954,4	928,8	-2,7
Total, frais d'exploitation	6394,0	6598,1	3,2	2559,2	2756,7	7,7	3834,8	3841,4	0,2
Redevances fédérales de la Couronne	7,0	23,1	229,9	0,6	1,7	197,6	6,4	21,4	232,9
Redevances et taxes provinciales	2285,6	2687,4	17,6	786,8	977,4	24,2	1498,8	1709,9	14,1
Autres redevances et paiements	440,2	501,3	13,9	203,7	250,1	22,8	236,5	251,2	6,2
Redevances totales	2732,8	3211,8	17,5	991,1	1229,2	24,0	1741,7	1982,6	13,8

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et de gaz			Grands producteurs de pétrole et de gaz		
	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %	1989	1990	Varia. %
Activités associées	817,0	812,0	-0,6	764,0	845,9	10,7	1231,0	1260,9	2,4
Usines de traitement de gaz naturel	232,2	238,4	2,7	84,5	98,0	16,0	236,5	298,1	26,0
Sables pétrolifères(1)	827,9	829,2	0,2	5,7	5,5	-2,5	553,8	602,1	8,7
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	37,6	34,5	-8,3	20,8	25,5	22,7	92,4	62,5	-32,4
Frais généraux d'exploitation	476,8	525,4	10,2	291,7	322,4	10,5	722,2	637,8	-11,7
Total, frais d'exploitation	2391,4	2439,4	2,0	1166,7	1297,4	11,2	2835,9	2861,3	0,9
Redevances fédérales de la Couronne	5,8	20,7	256,9	0,3	1,1	228,8	0,9	1,3	51,7
Redevances et taxes provinciales	706,1	799,1	13,2	469,7	624,3	32,9	1109,8	1263,9	13,9
Autres redevances et paiements	143,3	137,6	-4,0	166,7	203,0	21,7	130,2	160,7	23,5
Redevances totales	855,2	957,4	12,0	636,8	828,4	30,1	1240,8	1425,9	14,9

(1) Comprend les coûts associés à l'enlèvement de la terre de surface.

B17
États des revenus et des dépenses de 1981 à 1990 en millions de dollars

	1981	1982	1983	1984	Amont 1985	1986	1987	1988	1989	1990
Recettes totales	17238	20978	23883	26576	27840	16896	17846	15712	17509	20564
Redevances et autres paiements	4972	5610	6093	6456	6326	3130	3048	2528	2733	3212
TRPG et autres taxes	989	1946	2027	2237	1998	451	0	0	0	0
Recettes totales après redevances et taxes	11297	13422	15762	17882	19516	13316	14798	13183	14776	17352
Frais d'intérêt	-(1)	1567	1434	1655	1570	1691	1633	1403	1306	1254
Frais d'exploitation	4622	3979	4188	4683	5226	5184	5043	5762	6371	6701
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères)	-(1)	72	51	64	68	71	62	81	65	64
Autres frais	-(1)	126	132	128	167	153	123	123	121	118
Frais de R-D des sables pétrolifères	-(2)	57	35	27	36	38	27	37	42	47
Dépenses E&M	1468	982	824	1095	1033	1128	866	1356	1097	1155
Dépréciation	501	546	689	726	834	875	909	1062	1172	1075
Épuisement	535	816	1083	1412	1718	2227	1874	2125	2301	2492
Sommes radiées et amortissement	290	418	1045	605	526	1067	874	543	653	1004
Frais non monétaires et E&M	2794	2818	3677	3856	4147	5335	4549	5122	5266	5773
Revenus avant impôts	3881	4860	6281	7496	8338	881	3387	692	1647	3442
Impôt fédéral(3)	1229	1687	2242	2303	2482	757	970	191	408	903
Impôts provinciaux	198	201	389	607	547	19	151	-160	-40	228
Impôts courants	1427	1888	2631	2910	3029	776	1122	31	368	1131
Revenus après impôts courants	2454	2972	3650	4586	5309	105	2266	662	1279	2311
Impôts reportés	802	1018	1205	1713	1705	35	372	101	443	519
Bénéfices net après impôts	1652	1954	2444	2872	3604	70	1894	560	836	1792
Postes extraordinaires	0	100	75	6	-334	-1969	113	229	-177	-34
Bénéfices net après postes extraordinaires	1652	2054	2519	2878	3270	-1899	2006	790	658	1758
Ressources d'autofinancement	5248	5790	7325	8441	9456	5440	6815	5784	6544	8083

	1981	1982	1983	1984	Aval 1985	1986	1987	1988	1989	1990
Recettes totales	30507	31263	30660	31245	33376	26172	27019	26982	29031	33438
Taxes de vente, d'accise et autre taxes	1810	1811	1777	1935	2314	2972	3963	4251	4861	5431
Recettes totales après taxes	28697	29452	28883	29310	31062	23200	23056	22731	24170	28007
Coût des biens vendus	-(1)	25115	25351	24930	26276	17672	17291	15653	17149	20379
Frais d'intérêt	-(1)	260	298	361	201	119	94	76	303	339
Frais d'exploitation	25836	2824	2677	2954	3252	3189	3319	3771	4121	4644
Frais de R-D	-(1)	68	62	68	80	70	69	86	98	99
Autres frais	-(1)	159	189	35	43	54	10	7	-2	-3
Dépréciation	443	446	572	612	686	698	709	761	807	978
Sommes radiées et amortissement	15	26	61	30	170	-75	17	21	30	18
Frais non monétaires	458	473	634	642	856	623	726	782	838	995
Revenus avant impôts	2403	553	-326	420	353	1473	1548	2356	1663	1553
Impôt fédéral(3)	607	-175	-346	-17	107	346	431	578	426	467
Impôts provinciaux	203	-71	-118	-3	19	73	119	212	167	177
Impôts courants	812	-246	-464	-20	126	420	551	791	593	645
Revenus après impôts courants	1591	799	137	441	227	1053	997	1566	1070	908
Impôts reportés	241	424	213	86	-116	-4	108	136	77	-20
Bénéfices nets après impôts	1350	376	-77	355	344	1057	889	1430	993	928
Postes extraordinaires	0	44	-9	35	-129	-213	18	49	-69	2
Bénéfices nets après postes extraordinaires	1350	420	-86	389	215	844	907	1479	925	930
Ressources d'autofinancement	2049	1273	770	1082	1083	1676	1723	2347	1908	1903

(1) Ces données sont comprises dans les frais d'exploitation.
(2) Ces données sont comprises dans les dépenses E&M.
(3) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B17 (suite)
États des revenus et des dépenses de 1981 à 1990 en millions de dollars

	Autres activités au Canada et activités à l'étranger									
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Recettes totales	5116	4856	4590	4755	4877	4331	4112	4103	4164	4385
TRPG, redevances et autres taxes	123	204	75	100	169	109	111	76	112	167
Recettes totales après taxes	4993	4652	4515	4655	4709	4222	4001	4027	4053	4218
Coût des biens vendus	–(1)	1265	1679	1243	1360	1379	1612	1233	1574	2062
Frais d'intérêt	–(1)	874	778	784	689	915	535	564	930	872
Frais d'exploitation	4139	1643	1309	1286	1514	1144	984	1236	1250	1504
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères)	–(1)	5	10	10	7	11	3	2	10	8
Autres frais	–(1)	636	179	182	181	176	135	133	41	46
Dépenses E&M	194	92	60	55	68	30	44	203	148	139
Dépréciation	239	319	318	373	280	310	262	267	191	354
Épuisement	180	224	252	298	469	662	326	401	268	296
Sommes radiées et amortissement	-41	456	832	230	203	256	-85	-74	162	-332
Frais non monétaires et E&M	572	1092	1462	955	1019	1259	548	798	770	447
Revenus avant impôts	282	-861	-903	196	-63	-663	185	61	-522	-720
Impôt fédéral(3)	-54	-6	54	8	16	-172	-52	49	-156	-65
Impôts provinciaux	3	-6	-15	-49	-26	-32	-45	-1	-129	-111
Impôts courants	-51	-14	39	-40	-9	-204	-97	47	-285	-196
Revenus après impôts courants	333	-848	-942	236	-54	-458	282	14	-238	-524
Impôts reportés	125	-151	-31	130	70	-5	6	4	-17	-248
Bénéfices nets après impôts	208	-697	-911	106	-124	-453	275	9	-221	-276
Postes extraordinaires	0	8	0	92	-134	-1302	15	-109	-28	9
Bénéfices nets après postes extraordinaires	208	-689	-911	197	-258	-1754	291	-100	-250	-267
Ressources d'autofinancement	905	244	520	1191	965	801	829	811	532	-77

	Total des activités									
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Recettes totales	52861	57097	59132	62576	66092	47398	48977	46796	50704	58388
Redevances et autres paiements	4972	5610	6093	6458	6326	3130	3048	2528	2733	3212
TRPG et autres taxes	2902	3961	3879	4271	4480	3531	4074	4327	4973	5599
Recettes totales après redevances et taxes	44988	47526	49160	51847	55286	40737	41855	39941	42998	49577
Coût des biens vendus	–(1)	26380	27031	26173	27636	19051	18903	16886	18723	22441
Frais d'intérêt	–(1)	2701	2510	2800	2460	2724	2262	2044	2539	2465
Frais d'exploitation	34597	8446	8174	8823	9992	9517	9346	10769	11743	12849
Frais de recherche (excluant sables pétrolifères)	–(1)	144	122	142	156	153	135	169	173	172
Autres frais	–(1)	920	500	344	391	383	267	264	160	161
Frais de R-D des sables pétrolifères	–(2)	57	35	27	36	38	27	37	42	47
Dépenses E&M	1662	1074	884	1140	1101	1159	910	1559	1245	1294
Dépréciation	1183	1312	1579	1711	1799	1883	1881	2090	2171	2407
Épuisement	715	1041	1335	1710	2187	2889	2200	2526	2569	2778
Sommes radiées et amortissement	264	900	1939	865	899	1248	805	489	846	669
Frais non monétaires et E&M	3824	4383	5773	5452	6022	7217	5823	6701	6874	7215
Revenus avant impôts	6567	4553	5050	8111	8628	1692	5120	3109	2787	4275
Impôt fédéral(3)	1782	1506	1950	2282	2605	931	1350	817	679	1285
Impôts provinciaux	404	122	256	556	540	60	226	51	-2	295
Impôts courants	2186	1628	2206	2838	3146	991	1575	868	676	1580
Revenus après impôts courants	4381	2925	2844	5273	5482	700	3545	2241	2111	2695
Impôts reportés	1168	1291	1387	1940	1659	26	486	242	503	251
Bénéfices nets après impôts	3213	1633	1456	3333	3823	674	3058	1999	1608	2444
Postes extraordinaires	0	148	66	132	-596	-3484	146	170	-274	-24
Bénéfices nets après postes extraordinaires	3213	1782	1522	3465	3227	-2810	3204	2169	1333	2420
Ressources d'autofinancement	8205	7307	8615	10725	11504	7917	9367	8942	8984	9909

(1) Ces données sont comprises dans les frais d'exploitation.
(2) Ces données sont comprises dans les dépenses E&M.
(3) L'impôt sur les grandes sociétés est inclus dans cette sous-division.

B18
Sources et affectations de fonds de 1981 à 1990 en millions de dollars

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Ressources d'autofinancement	8205	7307	8615	10725	11504	7917	9367	8942	8984	9909
Augmentation nette de la dette à long terme	9655	3532	1814	4184	1887	1874	896	2284	5344	2602
Émission d'actions	2035	3218	2130	1814	2006	2385	1790	2356	3036	1372
Subventions et autres	816	1469	1658	1885	1854	1122	507	423	222	95
Toutes autres sources	2083	3150	2998	5052	4134	4817	7630	4480	3909	4548
Diminution du fonds de roulement	1095	4380	1527	906	2795	3333	2009	4801	1580	1228
Total des sources de fonds	23889	23055	18742	24565	24181	21448	22198	23286	23085	19754
Dépenses en capital, amont	6821	6448	6777	7934	9243	6235	5527	6777	5692	6424
Dépenses en capital, aval	1646	2180	1611	897	751	725	1126	1189	1177	1037
Dépenses en capital, autres activités canadiennes	1683	1914	1157	827	778	368	403	515	526	532
Dépenses en capital au Canada	10149	10542	9545	9658	10773	7328	7057	8480	7395	7993
Dépenses en capital aux É.-U.	1064	589	327	315	718	145	150	144	130	153
Autres dépenses à l'étranger	735	563	442	360	472	425	345	468	404	501
Dépenses en capital à l'étranger	1799	1152	769	675	1190	570	495	611	534	654
Total des dépenses en capital	11948	11694	10314	10333	11963	7898	7552	9092	7929	8646
Dividendes:										
Actions ordinaires	s/o	s/o	s/o	s/o	1507	2253	1158	2056	1087	1382
Actions privilégiées	s/o	s/o	s/o	s/o	268	296	329	408	276	284
Total	1165	1115	1234	1334	1775	2549	1487	2464	1363	1666
Réduction de l'avoir propre	362	632	568	166	526	452	456	1408	831	692
Total–dividendes et réduction de l'avoir propre	1526	1747	1802	1500	2302	3001	1943	3872	2194	2358
Réduction nette de la dette à long terme	532	3581	1545	2578	1884	2931	4533	2681	1999	3126
Toutes autres affectations	7076	4772	3114	5652	5819	6783	6129	6146	9427	3835
Augmentation du fonds de roulement	2307	1281	1968	4504	2212	836	2041	1436	1536	1789
Total des affectations de fonds	23889	23055	18742	24565	24181	21448	22198	23286	23085	19754

Annexe C Glossaire

Acquisition – acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses en capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations de fonds" dans les rapports d'examen. *(Acquisitions)*

Action accréditive – outil financier qui permet à une société engagée dans l'exploration minière ou pétrolière d'émettre des actions en vue de lever des fonds pour ses dépenses d'exploration et de mise en valeur. En retour, la société renonce à ses dépenses fiscales parallèles comme les frais d'exploration au Canada (FEC), les frais d'aménagement au Canada (FAC) et les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG) pour les transférer aux détenteurs d'actions. Le financement par actions accréditives donne aux investisseurs la possibilité de déduire de leurs propres revenus les dépenses d'exploration pétrolière ou minière engagées par la société émettrice. *(Flow-through shares)*

Autres activités au Canada – comprend les services de forage, l'extration du charbon, de l'uranium et des métaux ainsi que d'autres activités qui ne sont pas liées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. *(Other Canadian Operations)*

Amortissement – sur une période donnée, la dépréciation, l'épuisement et les autres montants de l'actif tangible et intangible imputés aux dépenses courantes. Ces montants comprennent les coûts encourus pour les propriétés, avant que celles-ci ne soient mises en valeur et en production. *(Amortization)*

Autres affectations de fonds – affectations tels les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés et les investissements à long terme. *(All Other Uses of Funds)*

Autres sources de fonds – produits de la vente des actifs ou des investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante de court terme à long terme, comme il est arrivé en 1984. *(All Other Sources of Funds)*

Avoir propre – valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. *(Equity)*

Capital utilisé – valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. *(Capital Employed)*

Contrôle canadien – en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues directement ou indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents canadiens et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. *(Canadian Control)*

Conversion en pétrole brut et équivalents – conversion en se fiant au contenu calorifique de ces hydrocarbures, des volumes de gaz naturel, du gaz de pétrole liquifié et du pentane plus en volumes équivalents de pétrole brut. *(Oil Equivalent Conversion)*

Dépenses en capital – investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et les avoirs miniers, capitalisés ou imputés directement aux activités courantes, ainsi que les actifs intangibles (par ex., coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses d'entretien capitalisées. *(Capital Expenditures)*

Dépenses de mise en valeur – dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de collecte et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. *(Development Expenditures)*

Dépenses de production – dépenses liées à la production de pétrole brut et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. *(Production Expenditures)*

Dépréciation – montant imputé sur les dépenses applicables à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. *(Depreciation)*

Dette à long terme – dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont rachetables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. *(Long-term Debt)*

Épuisement – montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société, applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. *(Depletion)*

Extraction minière des ressources énergétiques – extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). *(Energy Mining)*

Fonds de roulement – actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). *(Working Capital)*

Frais d'exploration – comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou imputés à la période courante. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inconnue. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Les coûts des puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place sont également inclus. *(Exploration Costs)*

Frais non monétaires – désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles engagées au cours de ladite période, comme la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. *(Non-cash Charges)*

Grands producteurs – sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans le secteur amont et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. *(Senior Producers)*

Impôts reportés – impôts accumulés et considérés comme dépense dans l'état des résultats, mais non payables pendant la période visée. Les impôts sont reportés, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux utilisés pour préparer les rapports financiers. *(Deferred Income Taxes)*

Impôts courants – partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputée exigible. *(Current Income Tax)*

Impôt sur les grandes sociétés – en vigueur depuis le budget fédéral du 27 avril 1989, cet impôt représente 0,175 % du capital employé au Canada par les sociétés dépassant 10 millions de dollars. Il peut être porté en déduction de l'actuelle surtaxe de 3 % imposée aux sociétés, mais n'est pas déductible dans le calcul du revenu imposable des sociétés. *(Large Corporations Tax)*

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – méthode comptable selon laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont éliminés quand les gisements sont reconnus improductifs. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la rétention des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. *(Successful Efforts Accounting)*

Méthode de capitalisation du coût entier – méthode comptable selon laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et d'administration). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. *(Full Cost Accounting)*

Participation canadienne – la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue, directement ou indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. *(Canadian Ownership)*

Petits producteurs – sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. *(Junior Producers)*

Pétrole classique – pétrole brut extrait à partir d'un puit qui utilise des méthodes de production standards.

Pétrole lourd non classique – pétrole à très grande viscosité, uniquement récupérable dans une très faible mesure par les méthodes de production courantes. *(Non-conventional Heavy Oil)*

Poste extraordinaire – élément de revenu ou de dépense occasionné par des transactions très irrégulières et auquel on ne prévoit pas avoir à faire face à l'avenir. *(Extraordinary Item)*

Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) – accordait une aide directe aux sociétés qui exercent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Mis en vigueur le 1 avril 1987, le PCEEMV fournissait des stimulants pécuniers couvrant 33 1/3 % des dépenses d'exploration et de mise en valeur partout au Canada, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars annuellement par société. Des mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu de juin 1987 prévoyaient l'élimination progressive du programme en une période de temps équivalente à la période d'élimination de l'épuisement gagné. Le taux d'encouragement du PCEEMV fut fixé à 25 % à compter du 1er octobre 1988 et changé à 16 2/3 % à partir du 1er juillet 1989. Ce programme devait prendre fin le 31 décembre 1989, mais fut annulé avant la date prévue, soit le 27 avril 1989. On a toutefois prévu des règlements relatifs aux droits acquis. *(Canadian Exploration and Development Incentive Program)*

Programme de stimulation de l'exploration au Canada (PSEC) – Offrait jusqu'à 3 millions de dollars d'encouragement annuel par société, en fonction de 30 % des dépenses admissibles, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars par année. La limite de 10 millions de dollars s'appliquait tant au Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) qu'au Programme de stimulation de l'exploration au Canada (PSEC). Ce dernier programme a été lancé le 1er octobre 1988 pour l'exploration pétrolière et gazière, période où le taux d'encouragement du PCEEMV tombait à 25%. Les primes d'encouragement du PSEC se limitaient aux dépenses engagées en vertu d'ententes liées à des actions accréditives, la société et l'investisseur n'ayant aucun lien de dépendance. Le 20 février 1989, le budget fédéral confirmait l'élimination de ce programme avant la date prévue. Certaines sociétés ont continué à être admissibles aux subventions en vertu des droits acquis. *(Canadian Exploration Incentive Program)*

Rapport d'endettement – rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme dette ou comme avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). *(Debt/Equity Ratio)*

Récupération "in-situ" – concerne les méthodes de récupération applicables aux formations de sables pétrolifères et de pétrole lourd sans enlèvement des conglomérats de l'emplacement. *(In-situ Recovery)*

Ressources d'autofinancement – revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. *(Internal Cash Flow)*

Sables pétrolifères – gisements de sable et d'argile (excluant les schistes bitumineux) fortement imprégnés de bitume semi-solide ou solide, appelés aussi sables asphaltiques. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, de Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. *(Oil Sands)*

Secteur amont – activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et du soufre, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. *(Upstream Segment)*

Secteur aval – comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. *(Downstream Segment)*

Sociétés intégrées – sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans le secteur amont qu'aval. *(Integrated Companies)*

Sources externes de fonds – sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. *(External Sources of Funds)*

Terres du Canada – les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. *(Canada Lands)*

Annexe D
Mandat de l'ASSP

Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été mise sur pied à l'origine, en 1980, en vertu de la Loi sur les enquêtes. Depuis le mois de février 1983, elle tient ses pouvoirs de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique[1]. Les objectifs de l'Agence sont de fournir au gouvernement fédéral et aux Canadiens en général des renseignements complets et objectifs sur le rendement financier de l'industrie pétrolière au Canada ainsi que d'en faire l'analyse. Ces objectifs visent deux buts:

(a) "permettre au gouvernement du Canada d'élaborer et de planifier plus efficacement ses politiques de gestion des ressources et des richesses énergétiques canadiennes; et,

(b) donner au gouvernement du Canada et aux Canadiens en général l'assurance que ces politiques sont observées et qu'elles sont efficaces."[2]

Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaires au Canada, à l'exception des plus petites.

Afin de préserver l'impartialité de ses rapports et sa crédibilité auprès des usagers de ses services, l'ASSP a été créée comme une agence séparée et indépendante: son président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

A l'alinéa 5(1), la loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par année, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) la participation et le contrôle;
(b) la provenance et l'affectation des fonds;
(c) ses activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation;
(d) les coûts et revenus;
(e) les déductions, crédits, allocations et reports dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices;
(g) ses ressources, réserves et autres biens;
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation;
(i) ses programmes de recherche et de développement; et,
(j) toute autre activité liée à la production du pétrole et du gaz naturel, au raffinage et à la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés en commandite, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à l'exploration, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actifs dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi stipulent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actifs sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlements[3]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, l'ASSP et Statistique Canada ont négocié un certain nombre d'ententes de partage de données, en vertu de l'article 12 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau que représente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

- la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques;
- la structure du capital;
- les mouvements internationaux de trésorerie;

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.
(2) P.C. 1980-2137.
(3) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/90-254.

- les dépenses de recherche et de développement;
- l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses en capital;
- les statistiques financières trimestrielles des sociétés;
- l'emploi et l'indemnisation; et,
- les dépenses en capital et les coûts d'exploitation.

Les sept premières catégories ont trait aux renseignements transmis à l'ASSP; les dernières comprennent des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués par l'ASSP à partir des déclarations de 141 entreprises, représentent environ 90 % du total des revenus du secteur amont déterminé par Statistique Canada. L'écart de 10 % s'explique par le fait que certaines entreprises ont des revenus ou un actif inférieurs aux seuils fixés et qu'elles n'ont donc pas à présenter de déclaration à l'ASSP. Comme les données recueillies par l'ASSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

Comparaison des données de l'ASSP et des données cumulatives de l'industrie pour 1990

Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie

Revenus tirés de la production amont	90
Dépenses en capital en amont au Canada	91
Volumes de production	
Pétrole brut et liquides	88
Gaz naturel commercialisable	93
Volumes de vente des produits raffinés	96

Comparaison des résultats de l'Examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales transmises par Statistique Canada. Les données sur les bénéfices nets et les taux de rendement présentés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats fournis au chapitre 3, puisque ces derniers sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada portent sur un plus grand nombre d'entreprises que l'Examen de l'ASSP, mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement ni des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'Examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima relatifs à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les données déclarées par une entreprise alors que l'ASSP déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actifs d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit aux "postes extraordinaires" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'avait déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au taux de rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant aux bénéfices nets la portion nette d'impôts de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêt susceptible d'accroître les bénéfices nets, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire sur les impôts courants exprimés en pourcentage des bénéfices nets avant impôts.

Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Le contrôle est un droit contractuel conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui l'autorise, dans la limite des statuts applicables, à diriger, présentement ou à l'avenir, les affaires ou la gestion d'une société, sur une base quotidienne ou autre, généralement par l'intermédiaire d'une majorité d'administrateurs désignés auprès du conseil d'administration. Il ne faut pas confondre la notion de contrôle avec celle de responsabilité de la gestion de l'entreprise. Le concept du contrôle est né du besoin de reconnaître la séparation, dans les sociétés modernes, entre les gestionnaires et les actionnaires. Ces derniers exercent leur contrôle sur les gestionnaires par le biais du conseil d'administration et des réunions d'actionnaires.

Par exemple, le contrôle exercé lors de la nomination et de l'élection de la majorité d'administrateurs est une forme de contrôle actif. Le contrôle persiste tout autant lorsque l'actionnaire qui détient toujours le droit d'intervenir choisit de ne pas l'exercer, quelle qu'en soit la raison. Cette décision de ne pas exercer activement un contrôle fait appel à la notion de contrôle potentiel. Pour les fins de l'ASSP, les deux types de contrôle, actif et potentiel, sont équivalents. Tous deux représentent des formes de contrôle. La Loi sur les sociétés commerciales au Canada inclut le contrôle potentiel dans sa définition du contrôle, car elle prend en considération le nombre suffisant d'actions avec droit de vote qui, si celui-ci est exercé, permet d'élire une majorité d'administrateurs auprès du conseil d'administration.

Alors que le contrôle se fonde généralement sur la détention de 50 % ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle avec un bloc d'actions plus restreint. Une personne qui détient au moins 51 % des actions avec droit de vote, peut exercer ce que l'on appelle un contrôle "de jure". Celle qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote mais qui peut modifier la composition du conseil d'administration ou de la gestion, peut exercer un contrôle dit "de fait". Statistique Canada attribue le contrôle de fait d'une société publique, selon les termes de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers, à une personne qui détient au moins 20 % des actions en circulation avec droit de vote quand, parmi les autres actionnaires, il n'y en a pas deux qui détiennent autant que 20 % des actions.(1) La méthode de l'ASSP pour déterminer le contrôle dans ces cas est conforme à celle de Statistique Canada. Le contrôle "de fait" peut aussi être conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui possède moins de 51 % des actions avec droit de vote émises par une société publique ou privée. Les mécanismes suivants peuvent alors être utilisés:

(a) *Blocs d'actions avec droit de vote* – Deux actionnaires ou plus dont les actifs totalisent plus de 50 % des actions totales et qui agissent généralement d'un commun accord.

(b) *Convention entre actionnaires* – Entente qui lie certains ou tous les actionnaires et qui leur permet de voter ou d'agir de différentes manières selon les circonstances, notamment en ce qui concerne la nomination des administrateurs.

(c) *Options* – Un actionnaire minoritaire jouit du droit d'acquérir en tout temps des actions additionnelles avec droit de vote afin de détenir 51 % ou plus des actions en circulation avec droit de vote.

(d) *Relations personnelles* – Deux actionnaires peuvent être considérés comme formant un seul groupe votant, lorsqu'ils ont des liens familiaux, maritaux ou adoptifs.

(e) *Di actions partagées* – Quand une société A détient un pourcentage minimum d'actions avec droit de vote dans une société B, si elle constitue l'actionnaire minoritaire le plus important de la société B et si les deux sociétés partagent un grand nombre d'administrateurs, alors la société A est considérée comme exerçant un contrôle sur la société B.

Pour déterminer le contrôle à l'échelle de l'industrie, 100 % de l'étalon de la société sous contrôle est affecté à la catégorie pertinente de contrôle. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non–résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non-résidents, dès lors, pour fins de statistique, 100 % de ses activités sont affectées au secteur sous contrôle étranger. Pour illustrer cette situation, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %). Toutefois, 100% de leurs activités est affecté au secteur sous contrôle étranger lors du calcul du niveau de contrôle étranger.

Dans le cas de la participation, ce pourcentage de l'étalon utilisé qui représente la participation ultime de l'avoir propre détenu par des étrangers est assigné à la catégorie appartenant à des étrangers, alors que celui des résidents canadiens est assigné à la catégorie appartenant à des Canadiens.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de participation et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de mesure existent (par ex. celui de l'actif ou du capital utilisé), mais ils affichent certaines carences étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

L'Agence a accès aux données sur la participation et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers (LDCSO) auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La LDCSO exige de tous les propriétaires de tranches d'actions équivalentes ou supérieures à 5% de l'ensemble des actions assorties de droits de vote fournissent des renseignements détaillés sur le taux de participation. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328, à obtenir directement les données sur la participation et le contrôle.

(1) *Ownership, Control, and Country of Control of Corporations*, Statistique Canada, 4 juin 1987, p. 8.

Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole permet de comparer les résultats de la période courante à ceux de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés, définies ici comme "l'industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie (sociétés intégrées et raffineurs et les producteurs de pétrole et de gaz), et selon l'état de contrôle des entreprises déclarantes. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes. Lorsque les données fournies couvrent plus de deux ans, l'affiliation et le contrôle du groupe correspondent à l'état des faits au moment de la déclaration des renseignements, sauf pour la période qui précède immédiatement.

La liste des entreprises déclarantes (c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars) est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et à leur groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression de l'entreprise sortante. De cette façon, elle n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise déclarante, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont ajoutés à ceux de l'entreprise qui en fait l'acquisition, et ce, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'Examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieure correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, est transféré au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie quand la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères. La nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle de la période précédente, pour fins de comparaison. Toutefois, dans la partie de l'Examen qui traite de la participation et du contrôle, l'analyse tient compte des changements de contrôle des sociétés déclarantes, lorsqu'ils se produisent.

Annexe E Variations de la rentabilité dans le secteur amont

Comme dans la plupart des autres industries, les différences de taux de rendement entre les sociétés sont typiques. Dans le cas de l'industrie du pétrole, le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont varie pour une année donnée, et ce, non seulement entre les groupes de sociétés, mais également au sein même de ces groupes. Les types de transactions suivantes ont une influence considérable sur cette variabilité:

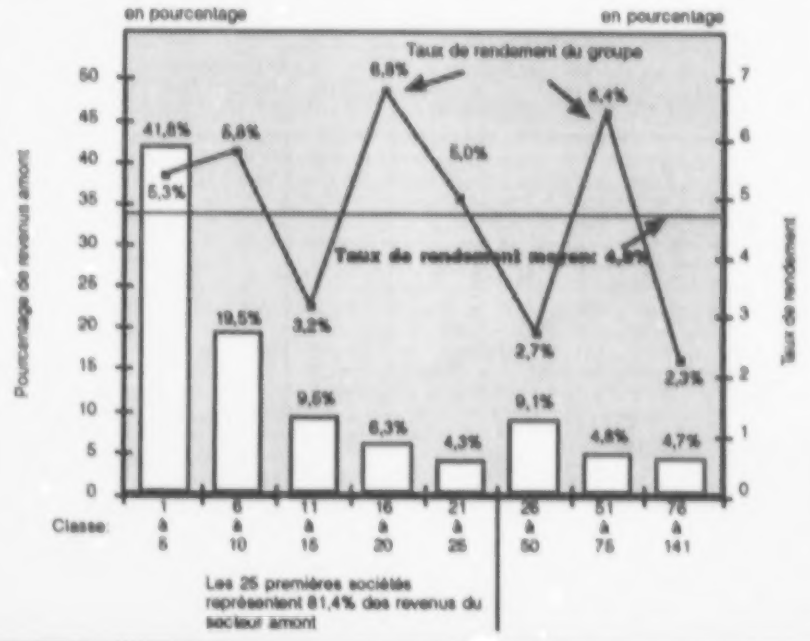
1. réductions de la valeur de l'actif ou gains et pertes sur la vente d'éléments d'actif;
2. frais associés à la réduction des effectifs;
3. changements des méthodes comptables; et
4. gains ou pertes extraordinaires.

Les autres raisons qui justifient ces variations de rentabilité sont notamment:

1. Les combinaisons de production. En 1990, la rentabilité des sociétés produisant du pétrole brut a été plus élevée que celle des sociétés productrices de gaz naturel commercialisable. Cette situation est attribuable à l'augmentation des prix du brut qui est survenue durant les cinq derniers mois de l'année. De plus, le rendement des producteurs de pétrole lourd n'a pas été aussi bon que celui des producteurs de brut léger;
2. Les nouveaux venus dans l'industrie ont d'importantes dépenses, mais très peu en ce qui a trait à la production;
3. Les sociétés qui achètent d'autres sociétés ou qui acquièrent des éléments d'actif indiquent, dans leurs livres comptables, le prix d'achat des biens, et ce dernier peut être plus élevé que la valeur comptable de la société acquise. Une telle procédure augmente la valeur de leur capital utilisé; et,
4. Les sociétés engagées dans de grands projets augmentent leur capital utilisé, mais les revenus qui y sont liés peuvent prendre des années à se concrétiser.

Le graphique A présente des données sur les sociétés pétrolières. Ces données sont classées selon les revenus en amont et les taux correspondants de rendement sur le capital utilisé moyen. Les 25 premières sociétés ont été regroupées en groupes de 5, les cinquante suivantes en 2 groupes de 25 et les 66 autres forment un groupe. Le taux de rendement moyen a été calculé pour chaque classe de sociétés. La ligne pointillée qui traverse le graphique représente le taux de rendement moyen de 4,8 % pour l'ensemble du secteur amont de l'industrie du pétrole.

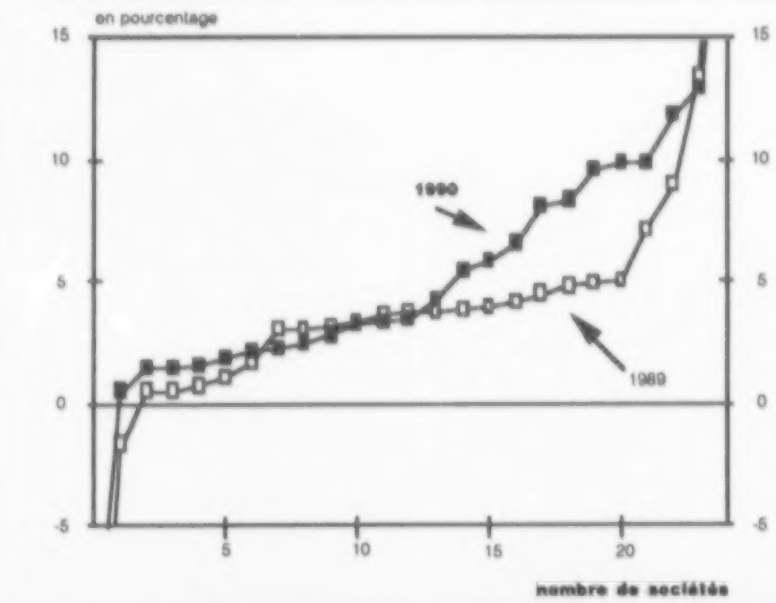
Graphique A.
Taux de rendement du capital utilisé moyen dans le secteur amont, et parts des revenus de ce secteur en 1990



Les cinq plus grandes sociétés, en termes de revenus amont, comptent pour plus de 40 % des revenus totaux et ont un taux de rendement moyen de 5,3 % sur le capital utilisé. Parmi les 25 plus importantes sociétés, le groupe qui représente la classe de 16 à 20 a le plus haut taux de rendement, soit 6,8 %, alors que le groupe de 11 à 15 a le plus faible taux, soit 3,5 %. Avec son 2,3 %, le groupe des 66 plus petites sociétés a le plus bas taux de rendement moyen.

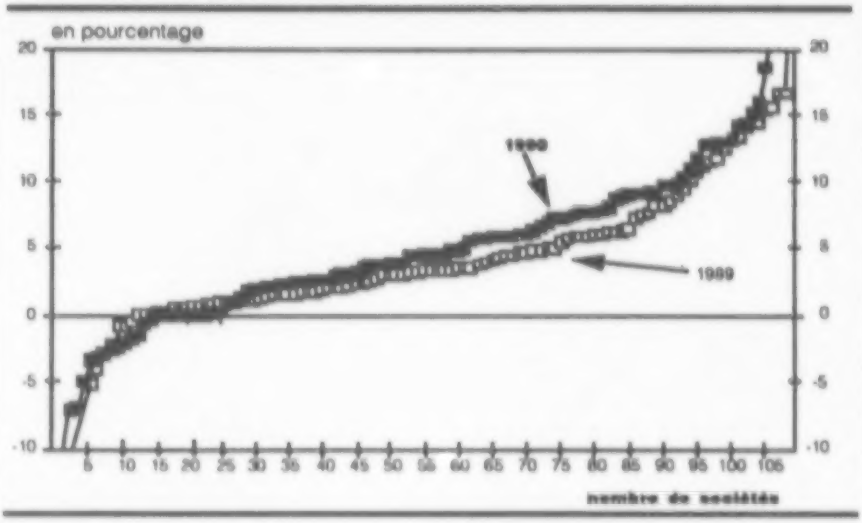
Les graphiques B et C indiquent, en ordre croissant, les taux de rendement du capital utilisé moyen dans le secteur amont en 1989 et 1990. Les variations du taux de rendement des grands producteurs et des sociétés intégrées peuvent atteindre des valeurs inférieures à moins 10 % et supérieures à 15 %. Le rendement moyen de ce groupe de sociétés était de 5,2 % en 1990 par rapport à 3,9 % en 1989.

Graphique B.
Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont en ordre croissant, sociétés intégrées et grands producteurs



Les taux de rendement des petits producteurs varient également beaucoup. Le taux de rendement moyen de 1990 était de 3,8 %, soit une hausse par rapport à 0,9 % en 1989. Il y avait environ 60 sociétés avec un taux de rendement inférieur à 5 % en 1990, alors qu'il y en avait près de 75 en 1989.

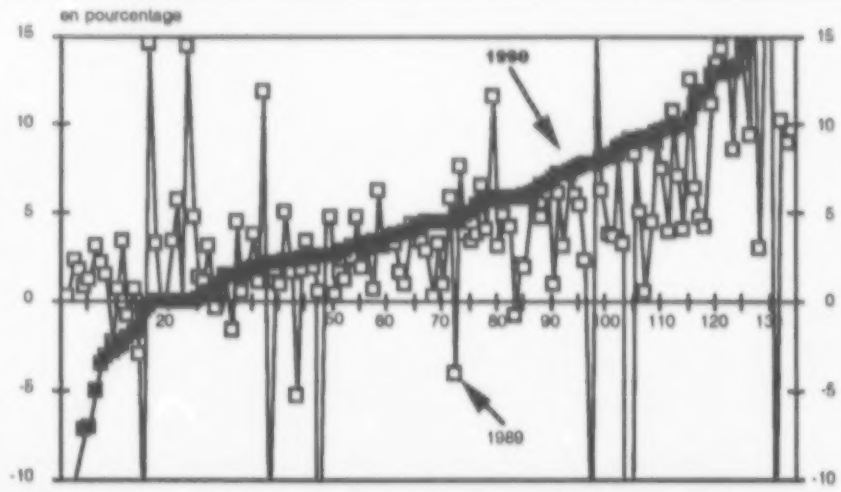
Graphique C.
Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont en ordre croissant, petits producteurs



Pour démontrer l'ampleur des variations du taux de rendement entre les années, le graphique D indique les taux de rendement en ordre croissant pour 1990 ainsi que le résultat correspondant de chaque société pour 1989.

Bien que les variations entre les deux années soient prévisibles, les différences d'importance proviennent généralement de transactions uniques ou inhabituelles survenues durant l'une ou l'autre des années.

Graphique D.
Taux de rendement du capital utilisé moyen en amont en 1989 et 1990



Annexe F Entreprises énergétiques déclarantes

Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Altex Resources Ltd.
Amax Petroleum of Canada Inc.
Amerada Hess of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Atlantis Resources Ltd.
Bamwell of Canada, Limited
Beau Canada Exploration Ltd.
Bow Valley Industries Ltd.
Bowtex Energy (Canada) Corporation
BP Canada Inc.
Braloma Resources Limited
Buttes Resources Canada Ltd.
Cabre Exploration Ltd.
Canada Northwest Energy Limited
Canadian "88" Energy Corp.
Canadian Conquest Exploration Inc.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Jorex Limited
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Turbo Inc.
Cancarb Gas Services Limited
CANPEX Co. Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Chauvco Resources Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
CIC Industrial Interest Inc.
Cimarron Petroleum Ltd.
Claude Resources Inc.
CN Exploration Inc.
Co-Enerco Resources Ltd.
Coho Resources Limited
Colonial Oil and Gas Limited
Columbia Gas Development of Canada Ltd.
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conoco Canada Limited
Consolidated Norex Resources Corp.
Conwest Exploration Company Limited
Corexcana Ltd.
Coseka Resources Limited
CS Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DEKALB Energy Canada Ltd.
Denison Mines Limited
Discovery West Corp.
Dorset Energy Corporation
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Inc.
Enerplus Resources Corporation
Enron Oil Canada Ltd.
Excel Energy Inc.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (division canadienne)
Gardiner Oil and Gas Ltd.
Gouvernement du Canada
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Intensity Resources Ltd.
Inuvialuit Petroleum Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Joss Energy Ltd.
Kerr-McGee Canada Ltd.
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
LASMO Canada Inc.
LASMO Nova-Scotia Limited
LL&E Canada Ltd.
Lone Pine Resources Ltd.
Luscar Limited
Maligne Resources Limited
Mannville Oil and Gas Ltd.
Mark Resources Inc.
* McColl-Frontenac Inc.
MLC Oil and Gas Ltd.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Canada Limited
Moose Jaw Asphalt Ltd.
Morgan Hydrocarbons Inc.
Morrison Petroleums Ltd.
Mosbacher Holding Company
Murphy Oil Company Ltd.
* New Grade Energy Inc.
* Newfoundland Processing Limited
North Canadian Oils Limited
Northstar Energy Corporation
Norwich Resources Canada Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.
Novalta Resources Inc.
Numac Oil & Gas Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
OMV (Canada) Ltd.
Opinac Exploration Limited
Orbit Oil & Gas Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
Pan-Alberta Resources Inc.
PanAtlas Energy Inc.
PanCanadian Petroleum Limited
Pancontinental Oil Ltd.
Paramount Resources Ltd.
* Parkland Industries Ltd.
Pecten Canada Limited
Pembina Resources Limited
Penn West Petroleum Ltd.
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada
Petrorep (Canada) Ltd.
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Company Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources Ltd.
Pinnacle Resources Ltd.
Placer CEGO Petroleum Limited
Poco Petroleums Ltd.
Ranchman's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Rife Resources Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Gulf Canada Limitée
Roan Resources Limited
Royal Trust Energy Corporation
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
Star Oil & Gas Ltd.
Summit Resources Limited
* Suncor Inc.
Tarragon Oil and Gas Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'. Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.

Telesis Oil and Gas
Texaco Canada Petroleum Inc.
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd.
Trical Resources Inc.
Trilogy Resources Corporation
Triton Canada Resources Ltd.
Twin Richfield Oils Ltd.
Ulster Petroleums Ltd.
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Union Pacific Resources Inc.
United Tri-Star Resources Ltd.
Unocal Canada Limited
Voyager Energy Inc.
Wainoco Oil Corporation
Webb International Minerals Inc.
Wester Petroleum Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Wintershall Canada Ltd.